

Eero Pyhäranta

Valokaarien tunnistaminen ja katkaisu aurinkosähköjärjestelmissä

Sähkötekniikan korkeakoulu

Diplomityö, joka on jätetty opinnäytteenä tarkastettavaksi
diplomi-insinöörin tutkintoa varten Espoossa 11.6.2012.

Työn valvoja:

Prof. Jorma Kyyrä

Työn ohjaaja:

DI Jesse Kokkonen

~~Aalto-yliopisto
Sähkötekniikan kirjasto~~

Tekijä: Eero Pyhäranta

Työn nimi: Valokaarien tunnistaminen ja katkaisu aurinkosähköjärjestelmissä

Päivämäärä: 11.6.2012

Kieli: Suomi

Sivumäärä: 8+68

Sähkötekniikan laitos

Professori: Tehoelektroniikka

Koodi: S-81

Valvoja: Prof. Jorma Kyyrä

Ohjaaja: DI Jesse Kokkonen

Diplomityössä tutkitaan valokaaren tunnistusta aurinkosähköjärjestelmässä, jossa käytetään ketjuvaihtosuuntaajaa. Työ koostuu kirjallisuuskatsauksesta ja kokeellisesta osuudesta. Kirjallisuuskatsauksessa tutustutaan valokaaren ominaisuuksiin ja nykyisiin menetelmiin valokaaren tunnistamiseksi. Kokeellisessa osuudessa tutkitaan sarja- ja rinnakkaisvalokaaren ominaisuuksia aika- ja taajuustasossa.

Nykyiset menetelmät valokaaren tunnistamiseksi perustuvat joko taajuustason muutoksien tai jännitteen ja virran nopeiden muutoksien tunnistamiseen. Valokaari aiheuttaa taajuusmuutoksia vaihtosuuntaajan tulovirtaan laajalle taajuuskaistalle. Mittauksissa huomattiin, että vaihtosuuntaajan jännitesäätö vaikuttaa aurinkosähköjärjestelmässä havaittavaan virtahäiriöön.

Kirjallisuuden ja diplomityössä tehtyjen mittausten perusteella valokaaren aiheuttama virtahäiriö on havaittavissa selvimmin 1-60 kHz:n taajuuskaistalla kun vaihtosuuntaajaa ohjataan vakioehto-ohjeella. Sarjavalokaaren virtahäiriön taajuusisällölle on tyypillistä, että virtahäiriön amplitudi laskee noin -10 dB/dekadi 6-60 kHz:n taajuuskaistalla normaalin toimintatilanteen häiriön suuruiseksi. Normaalisissa toimintatilanteissa virtahäiriön amplitudi on lähes vakio samalla taajuuskaistalla.

Kun vaihtosuuntaajan MPPT-algoritmi on päällä, virtahäiriön amplitudi ei mitausten mukaan muutu merkittävästi valokaaren syttyessä.

Avainsanat: Valokaari, Sarjavalokaari, Rinnakkaisvalokaari, Valokaaritunnistus, Aurinkosähköjärjestelmä, UL1699

Author: Eero Pyhärinta

Title: Detection and Extinguishing of Electric Arcs in Photovoltaic Systems

Date: 11.6.2012

Language: Finnish

Number of pages:8+68

Department of Electrical Engineering

Professorship: Power electronics

Code: S-81

Supervisor: Prof. Jorma Kyyrä

Instructor: M.Sc. (Tech.) Jesse Kokkonen

The thesis focuses on the arc-fault detection in string inverter PV-systems. The thesis consists of literature review of arc-faults and arc detection methods. In the practical part of the thesis, serial and parallel arc-faults are analysed both in the time and frequency domain.

Current arc-fault detectors detect the arc-fault either by frequency domain changes or by rapid voltage or current changes in the time domain. According to the literature and measurements carried out in the thesis, the arc-fault adds a broadband noise to the current when the inverter is controlled by a constant power reference.

According to the literature and measurements, the bandwidth from 1 kHz to 60 kHz seems to be the optimal bandwidth for the serial arc-fault detection. The noise level is elevated in this bandwidth during the serial arc-fault. The elevated current noise level decreases to normal operation noise level when the frequency increases. Especially between 6 kHz and 60 kHz the amplitude decreases -10 dB/decade. In the normal operation, the current amplitude does not change notable in the same bandwidth.

The usage of the MPPT-algorithm, however, masks changes in the current so that noise current cannot be detected in the bandwidth of 1-60 kHz.

Keywords: Arc detection, Arc-fault, Serial Arc, Parallel Arc, Photovoltaic, UL1699

Esipuhe

Haluan kiittää professori Jorma Kyyrää ja DI Jesse Kokkosta kaikesta avusta ja ohjauksesta diplomityöni aikana. Kiitos myös vanhemmilleni ja perheelleni tuesta koko koulutielläni ja kavereille vastapainosta koululle. Katriinalle kiitos kaikesta tuesta.

Helsinki, 30.4.2012

Eero Pyhäranta

Sisältö

Tiivistelmä	ii
Tiivistelmä (englanniksi)	iii
Esipuhe	iv
Sisällysluettelo	v
Symbolit ja lyhenteet	vii
1 Johdanto	1
2 Aurinkosähköjärjestelmä	3
2.1 Aurinkopaneelit	3
2.1.1 Aurinkokennojen toiminta	3
2.1.2 Aurinkokennoston rakenne	6
2.2 Aurinkosähkövaihtosuuntaaja	7
2.2.1 Vaihtosuuntaajien toiminta	8
2.2.2 Maksimitehopisteen seuraaja, MPPT	10
3 Valokaari	11
3.1 Valokaari ilmiönä	11
3.1.1 Valokaaren impedanssi ja teho	12
3.2 Valokaaret aurinkosähköjärjestelmissä	15
3.2.1 PV-valokaarien luokittelu ja ominaisuudet	17
3.2.2 Rinnakkaiset valokaaret	18
3.2.3 Sarjavalokaaret	20
3.2.4 Yhdistelmävalokaaret ja valokaaret maapotentiaaliin	21
3.3 Sarjavalokaaren spektri aurinkosähköjärjestelmässä	23
4 Valokaaren tunnistaminen	25
4.1 Kriteerit PV-järjestelmän valokaarien tunnistamiselle	25
4.2 Aurinkosähköjärjestelmän rakenteen vaikutukset valokaarien tunnistamiseen	27
4.3 Nykyiset menetelmät valokaarien tunnistamiseksi	31
4.3.1 Analogiseen resonanssipiiriin perustuvat tunnistusmenetelmät	31
4.3.2 Digitaaliset menetelmät valokaarien tunnistamiseksi taajuusspektrin muutoksien avulla	32
4.3.3 Digitaaliset menetelmät valokaarien tunnistamiseksi jännite- ja virtatasojen muutoksen avulla	39
4.3.4 Muut menetelmät valokaarien tunnistamiseksi	42
4.4 Valokaaritunnistuksen kustannukset	42

5	Valokaarimittaukset	44
5.1	Koejärjestelyn rakentaminen	44
5.2	PV-järjestelmän valokaarimittaukset	45
5.2.1	Sarjavalokaarimittaukset	45
5.2.2	Ehdotus sarjavalokaarien tunnistukselle	56
5.2.3	Rinnakkaisvalokaarimittaukset	59
6	Yhteenveto ja johtopäätökset	61
	Viitteet	63
	Liite A Rogowskin kela	67

Symbolit ja lyhenteet

Symbolit

A	pinta-ala
c	vakiokerroin lämpötilariippuvuudelle
C_0	diodin saturoitusmisvirran kerroin
e_0	alkeisvaraus
E_0	valokaaren tasapainotilan hetkellinen jännite
e	indusoitunut jännite
f	taajuus
G_{sat}	hetkellinen säteilyintensiteetti
G	gonduktanssi
I_0	diodin saturoitumisvirta
I_{arc}	valokaaren virta
I_{f_n}	virtahäiriön amplitudi taajuudella f_n
I_i	vaihtosuuntaajan tulovirta
I_m	aurinkokennon virta maksimitehopisteessä
I_{ph}	valosähköinen virta
I_{pv}	aurinkokennon virta
I_{sc}	aurinkokennon oikosulkuvirta
k	Boltzmannin vakio
m	diodikerroin
μ_0	tyhjiön permeabiliteetti
N	kierrosluku
n_p	rinnakkaisten aurinkopaneelien lukumäärä
n_s	sarjakytkettyjen aurinkopaneelien lukumäärä
P_0	valokaaren hetkellinen häviöteho
P_{arc}	valokaaren teho
R_p	aurinkokennon diodimallin rinnakkaisresistanssi
R_s	aurinkokennon diodimallin sarjaresistanssi
t	aika
T	moduulin ympäristön absoluuttinen lämpötila
Θ	valokaaren aikavakio
T_{mod}	moduulin lämpötila
U_{ac}	sähköverkon jännite
U_{arc}	valokaaren jännite
U_{gap}	puolijohdeliitoksen välivyöjännite
U_{pv}	moduulin jännite
$U_{\text{pv,arc}}$	aurinkopaneelin jännite valokaaren aikana
U_T	lämpötilajännite
U_{dc}	välipiirin jännite
U_m	aurinkokennon jännite maksimitehopisteessä
U_{oc}	aurinkokennon avoimen virtapiirin jännite
Z	impedanssi
Z_{arc}	valokaaren impedanssi

Operaattorit

$\frac{d}{dt}$ derivaatta muuttujan t suhteen

Lyhenteet

AC	vaihtovirta
AFCI	valokaarikatkaisin, arc-fault circuit interrupter
A/D	analogia-digitaalimuunnin
a-Si	amorfinen pii, amorphous silicon
CIS	kupari-indiumseleeni
c-Si	yksikiteinen pii, crystalline silicon
DC	tasavirta
DSC	digitaalinen signaalihojain, digital signal controller
EMC	sähkömagneettinen yhteensopivuus, electromagnetic compatibility
EPIA	European Photovoltaic Industry Association
FFT	nopea Fourier'n muunnos, fast fourier transform
FIR	äärellisen impulssivasteen suodatin, finite response filter
IDU	digitaalinen tunnistusyksikkö, intelligent detection unit
IEC	International Electrotechnical Commission
MPPT	maksimitehopisteen seuraaja, maximum power point tracking
NEC	National electric code
PI	PI-säädin, Proportional Integral
PSD	tehospektritiheys, power spectral density
PV	aurinkosähkö, photovoltaic
p-Si	monikiteinen pii, polycrystalline silicon
PWM	pulssinleveysmodulaatio, pulse width modulation
RF	radiotaajuus, radio frequency
UL	Underwriter Laboratories

1 Johdanto

Tulevaisuudessa energiantuotannossa on kolme haastetta: nopea energian kysynnän kasvaminen, energian tuotantokapasiteetin kasvaminen kysynnän mukana ja energiantuotannon ympäristövaikutuksien minimoiminen [1]. Uusiutuvat energiamuodot, kuten aurinkoenergia, tuulivoima, ja bioenergia ovat tärkeitä tulevaisuuden energiantuotannossa, jotta energiaa pystytään tuottamaan ympäristöystävällisesti ja riittävästi.

Vuonna 2011 maailmassa oli asennettua aurinkosähkökapasiteettia 67,4 GW. Asennetun kapasiteetin mukaan aurinkosähköenergia on kolmanneksi suurin uusiutuva energiantuotantomuoto. Vuonna 2011 75 % aurinkoenergiakapasiteetista oli asennettu Euroopassa, mutta tulevaisuudessa aurinkosähkökapasiteetin uskotaan lisääntyvän Euroopan ulkopuolella. Kapasiteetin odotetaan kasvavan erityisesti Aasiassa. [2]

Aurinkosähköenergiamarkkinat tulevat kasvamaan myös aurinkosähköjärjestelmien kustannusten laskemisen takia. Euroopassa PV-järjestelmien toteutuneet kustannukset ovat noin 0,203 EUR/kWh. Kustannuksien odotetaan laskevan vuoteen 2020 mennessä suurilla PV-laitoksilla 0,08-0,160 EUR/kWh välille ja pienemmissä asennuksissa noin 0,09-0,16 EUR/kWh. European Photovoltaic Industry Associationin (EPIA) arvion mukaan aurinkosähkön tuotantokustannukset voivat alittaa markkinasähkön hinnan Italiassa jo vuonna 2013. Tutkimus arvioi myös aurinkosähkön tuotantokustannuksien alittavan markkinasähkön hinnan Espanjassa, Saksassa ja Ranskassa viimeistään vuoteen 2018 mennessä. Tuotantokustannuksien pienenemys alle markkinasähkön hinnan kotitalouksien tulee kannattavaksi tuottaa osa tarvitsemastaan energiasta itse aurinkopaneeleilla.[3]

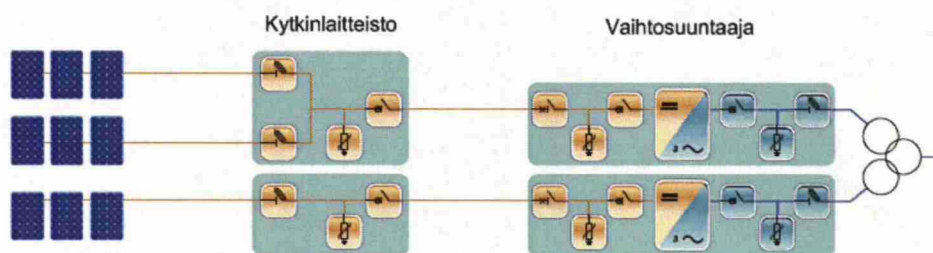
PV-markkinoiden kasvaessa, PV-järjestelmien tullessa lähemmäs kuluttajaa ja jo asennettujen laitteistojen ikääntyessä, PV-järjestelmien turvallisuuteen tulee kiinnittää enemmän huomiota. Erityisesti rakennusten katoille asennettujen aurinkosähköjärjestelmien paloturvallisuutta tulee tulevaisuudessa parantaa, sillä aurinkosähköjärjestelmien tulipalot yleistyvät, kun aurinkosähköjärjestelmät lisääntyvät ja vanhenevat. Yksi mahdollinen syytymisyys aurinkosähköjärjestelmän tulipaloille ovat valokaaret. Valokaarien on todettu jo nyt sytyttäneen useita tulipaloja aurinkosähköjärjestelmissä. Valokaaret ovat vaarallisia aurinkosähköjärjestelmissä, koska ne vaativat vain pienen jännitteen syttyäkseen ja ne voivat palaa järjestelmässä kauan. PV-järjestelmien turvallisuuden parantamiseksi useat standardointi- ja tutkimuslaitokset ovat tutkineet valokaarien tunnistamista ja katkaisua aurinkosähköjärjestelmissä. Valokaarien tunnistaminen on jo lisätty UL1699-standardin vaatimuksiin ja tulevaisuudessa valokaaritunnistus tullaan todennäköisesti vaatimaan myös muissa standardeissa.

Tämän diplomityön tavoiteena on esitellä nykyisiä menetelmiä aurinkosähköjärjestelmän valokaarien tunnistamiseksi ja katkaisemiseksi kirjallisuuden ja haettujen patenttien avulla. Diplomityön tavoitteena on lisäksi tehdä valokaarimittauksia ketjuvaihtosuuntaajaa käyttävässä aurinkosähköjärjestelmässä uuden tunnistusmenetelmän löytämiseksi. Työssä keskitytään sarjavalokaarien tutkimiseen aurinkosähköjärjestelmässä, jossa käytetään ketju- tai moniketjuvaihtosuuntaajaa.

Diplomityö koostuu kirjallisuuskatsauksesta (luvut 2-4) ja kokeellisesta osuudesta (luku 5). Diplomityön alussa esitellään toimintaympäristö, jossa valokaaritunnistuksen on toimittava. Luvussa 2 esitellään aurinkosähköjärjestelmän eri osia ja rakennetta. Toimintaympäristön esittelyn jälkeen työssä keskitytään valokaarien ominaisuuksiin. Luvussa 3 käsitellään valokaaren ominaisuuksia ja aurinkosähköjärjestelmän erilaisia valokaaria. Kun aurinkosähköjärjestelmien ja valokaarien teorian on käsitelty, siirrytään valokaarien tunnistamiseen aurinkosähköjärjestelmissä. Nykyisiä menetelmiä valokaaren tunnistamiseksi ja katkaisemiseksi on esitelty luvussa 4. Luvussa on esitelty nykyiset menetelmät valokaarien tunnistamiselle sekä käsitelty aurinkosähköjärjestelmän rakenteen vaikutusta tunnistukseen. Viidennessä luvussa esitellään diplomityössä tehdyt valokaarimittaukset ja analysoidaan mittaustuloksia. Johtopäätökset on käsitelty luvussa 6.

2 Aurinkosähköjärjestelmä

Aurinkosähköjärjestelmällä (eng. photovoltaic, lyh. PV) tarkoitetaan järjestelmää, jota käytetään sähköenergian tuottamiseen suoraan auringon säteilystä. Järjestelmällä voidaan tuottaa energiaa joko sähköverkkoon, erillisverkkoon (off-grid) tai vain yksittäiseen käyttöpisteeseen. Laitosten koko vaihtelee käyttötarkoituksen mukaan muutamasta kilowatista aina satoihin megawatteihin. Kuvassa 1 esitellään verkkoon kytketyn aurinkosähkövoimalaitoksen periaatteellinen toteutustapa.



Kuva 1: Tyypillinen aurinkosähköjärjestelmä. Muokattu [4].

Aurinkosähkövoimalaan kuuluu aurinkopaneelien muodostama paneelisto, kytkentälaitteistot ja vaihtosuuntaajat (kuva 1). Näiden lisäksi voimalaitoksessa tarvitaan tukirakenteet, joihin aurinkopaneelit kiinnitetään ja suojalaitteita, joiden avulla varmistetaan, että laitteisto on turvallinen. PV-laitteistojen topologiat vaihtelevat kuitenkin huomattavasti paneelien määrän, paneelien kytkennän, invertterien määrän ja verkkoliitännän mukaan. Seuraavassa tarkastellaan tarkemmin aurinkopaneelien ja vaihtosuuntaajan toimintaa.

2.1 Aurinkopaneelit

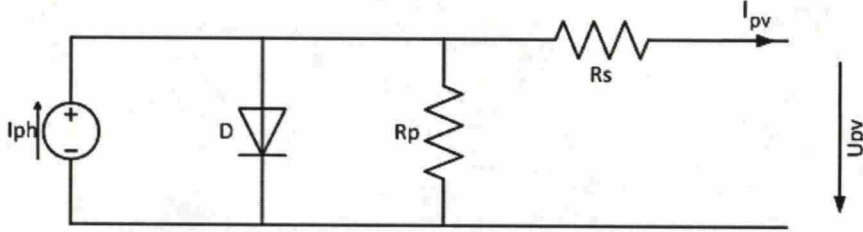
2.1.1 Aurinkokennojen toiminta

Aurinkokennojen toiminta perustuu valosähköiseen ilmiöön, jossa sähkömagneettisen säteilyn energia muutetaan sähköenergiaksi. Auringon valon fotonit absorboituu puolijohdemateriaaliin aiheuttaen siihen aukko-elektroniparin. Aukko-elektronipari erotetaan toisistaan kennossa siten, että elektronit siirtyvät aurinkokennon negatiiviseen napaan ja aukot positiiviseen.[5]

Aurinkokennot vaativat puolijohdeliitoksen toimiakseen. Nykyisin puolijohdeliitoksen aikaansaamiseksi käytetään yleensä piikiteisiin perustuvia ratkaisuja. Photon -lehden tekemän kyselyn mukaan vuonna 2010 52,9% aurinkopaneeleista perustui monikiteiseen piihin, kun taas yksikiteiseen piihin perustuvia aurinkopaneeleja valmistettiin 33,2%. Viime aikoina myös ohutkalvotekniikkaan perustuvien aurinkokennojen määrä on kasvanut. Ohutkalvotekniikasta kadmiumtelluurikennot ovat käytetyimpiä 5,3% markkinaosuudella. CIS-tekniikkaan (kupari-indiumdiseleni) perustuvia paneeleita valmistettiin vuonna 2010 1,6% aurinkopaneelituotannosta.[6]

Aurinkokenno voidaan mallintaa sähköisesti virtalähteen ja diodin rinnankytkentänä [5]. Kuvassa 2 on esitetty aurinkokennon yksinkertaistettu diodimalli. Malli

koostuu tasavirtalähteestä I_{ph} , diodista D , ja sarja- ja rinnakkaisresistansseista (R_p ja R_s).



Kuva 2: Aurinkokennon yksinkertainen diodimalli.

Cenelec standardin EN50530 mukaan kennon tuottama virta voidaan esittää yhtälöllä

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{U_{pv} + I_{pv} R_s}{m U_T}} - 1 \right) - \frac{U_{pv} + I_{pv} R_s}{R_p}, \quad (1)$$

missä I_{pv} on moduulin virta, I_{ph} on valosähköinen virta, U_{pv} on moduulin jännite, U_T on lämpötilajännite ja m diodikerroin [7]. Lausekkeessa olevat R_s ja R_p ovat kuvan 2 mukaiset. Yhtälössä (1) oleva diodin saturoitumisvirta, I_0 , voidaan laskea yhtälöllä (2).

$$I_0 = C_0 T_{mod}^3 e^{-\frac{U_{gap}}{U_T}} \quad (2)$$

Diodin saturoitumisvirran lausekkeessa C_0 on kerroin diodin saturoitumiselle, T_{mod} ilmoittaa moduulin lämpötilan ja U_{gap} puolijohdeliitoksen välivyöjännitteen. Yhtälössä (1) tarvittava lämpötilajännite voidaan laskea yhtälöllä (3).

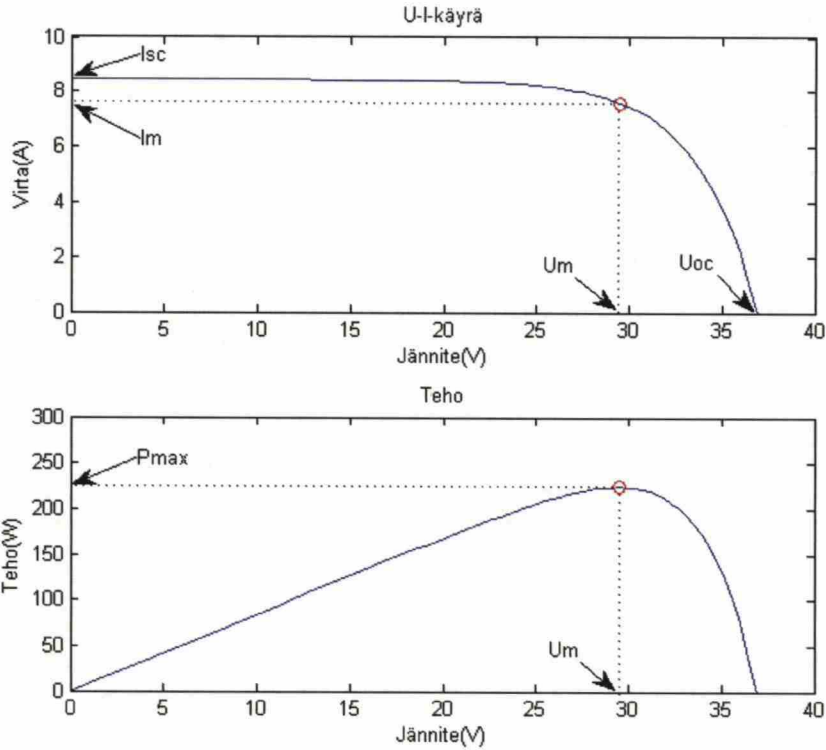
$$U_T = \frac{k T_{mod}}{e_0} \quad (3)$$

Kaavassa (3) k on Boltzmannin vakio ja e_0 on alkeisvaraus. Moduulin lämpötila, T_{mod} [K], voidaan laskea lineaarisen lämpömallin avulla

$$T_{mod} = T + \frac{c}{1000 \frac{W}{m^2}} G. \quad (4)$$

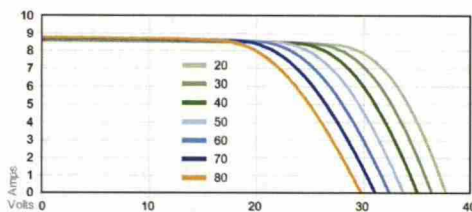
Yhtälössä (4) c on vakiokerroin lämpötilariippuvuudelle ja G hetkellinen säteilyintensiteetti. T kuvaa moduulin ympäristön absoluuttista lämpötilaa. Yhtälön (1) mukainen aurinkopaneelin U - I -käyrä on piirretty kuvaan 3 kun auringon säteily on 1000 W/m^2 . Kuvassa on lisäksi esitetty aurinkopaneelin tuottama teho jännitteen funktiona. Paneelin tyhjäkäyntijännite U_{oc} on $36,9 \text{ V}$ ja oikosulkuvirta I_{sc} $8,44 \text{ A}$.

Kuten yhtälöstä (1) huomataan, aurinkokennon tuottaman teho riippuu epälineaarisesti lämpötilasta, säteilyn intensiteetistä ja välivyöjännitteestä. Kuvassa 4 on esitetty erään aurinkopaneelin virta-jännite-käyrän muuttuminen lämpötilan ja säteilyn muuttuessa. Kuten kuvasta huomataan, lämpötilan kasvaessa aurinkopaneelin jännite tietyllä virralla on pienempi kuin matalammissa lämpötiloissa. Säteilyn

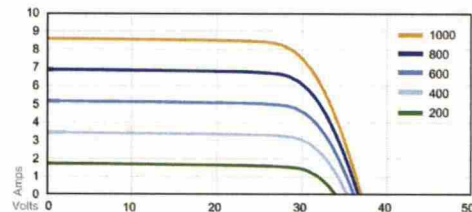


Kuva 3: Aurinkopaneelin tuottama virta ja teho jännitteen funktiona yhtälön (1) mukaan. U_{oc} kuvaa aurinkokennon avoimen virtapiirin jännitettä ja I_{sc} aurinkokennon oikosulkuvirtaa. Aurinkopaneelista saadaan maksimiteho kun aurinkokennon jännite on U_m ja virta I_m . [8]

muuttuessa aurinkopaneelin oikosulkuvirta I_{sc} laskee. Aurinkopaneelin U-I-käyrän siirtyminen ympäristöolosuhteiden muuttuessa vaikeuttaa valokaarien tunnistamista PV-järjestelmistä.



(a) Lämpötilan vaikutus aurinkopaneelin toimintaan. Kuvassa on esitetty aurinkopaneelin U-I-käyrä eri lämpötiloilla säteilyn ollessa 1000 W/m^2 .



(b) Säteilyn vaikutus aurinkopaneelin toimintaan. Kuvassa on esitetty aurinkopaneelin U-I-käyrä eri säteilyn voimakkuuksilla lämpötilan ollessa 25°C .

Kuva 4: Lämpötilan ja säteilyn vaikutus aurinkopaneelin toimintaan. [8]

2.1.2 Aurinkokennoston rakenne

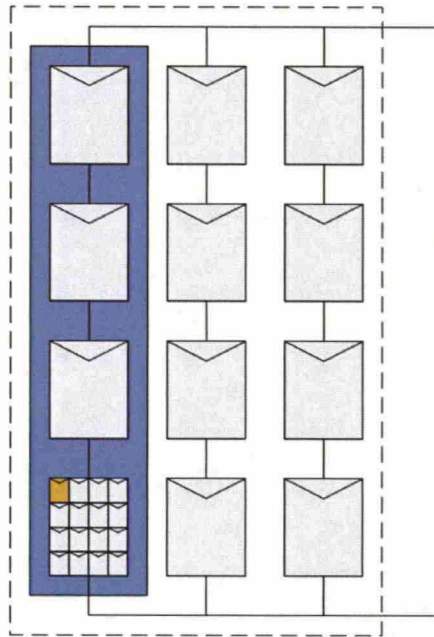
Yksittäisten aurinkokennojen tuottama teho on hyvin pieni. Kennon teho on yleensä muutama watti. Aurinkopaneelissa aurinkokennoja on kytketty rinnakkain tai sarjaan suuremman tehon saavuttamiseksi. Aurinkopaneelit ovat teholtaan yleensä muutamia satoja watteja. Esimerkiksi NAPS Saana 225 PBW aurinkopaneelin maksimiteho on 225 wattia, ja se on koostuu 60 sarjakytketystä aurinkokennosta [8].

Usein kuitenkin tarvitaan huomattavasti suurempia tehoja kuin yhdestä aurinkopaneelista saadaan. Aurinkopaneeleista saatavaa tehoa voidaan kasvattaa kytkemällä niitä joko sarjaan tai rinnakkain. Aurinkokennosto muodostuu aurinkopaneelien sarja- tai rinnankytkennästä. Aurinkopaneelien sarjakytkennällä kasvatetaan aurinkokennoston jännitettä. Paneelien rinnankytkentä puolestaan kasvattaa kennoston tuottamaa virtaa. Aurinkopaneelien muodostamaa sarjakytkentää kutsutaan ketjiksi (eng. String). Kuvassa 5 on esitetty aurinkokennosto, jossa on kolme aurinkopaneeliketjua. Kuvan aurinkopaneeliketjut muodostuvat 4 aurinkopaneelista.

Aurinkokennoston, jossa on n_p paneelia rinnakkain ja n_s paneelia sarjassa, tuottama virta voidaan laskea lausekkeella (5).

$$I_{pv} = n_p I_{ph} - n_p I_0 \left(e^{\frac{U_{pv}/n_p + I_{pv} R_s}{m U_T}} - 1 \right) - \frac{U_{pv}/n_s + I_{pv} R_s}{R_p} \quad (5)$$

Aurinkopaneelien liittäminen ketjuksi kasvattaa aurinkokennoston häviöitä, sillä ketjun yksittäiset aurinkopaneelit saattavat toimia eri toimintapisteessä esimerkik-



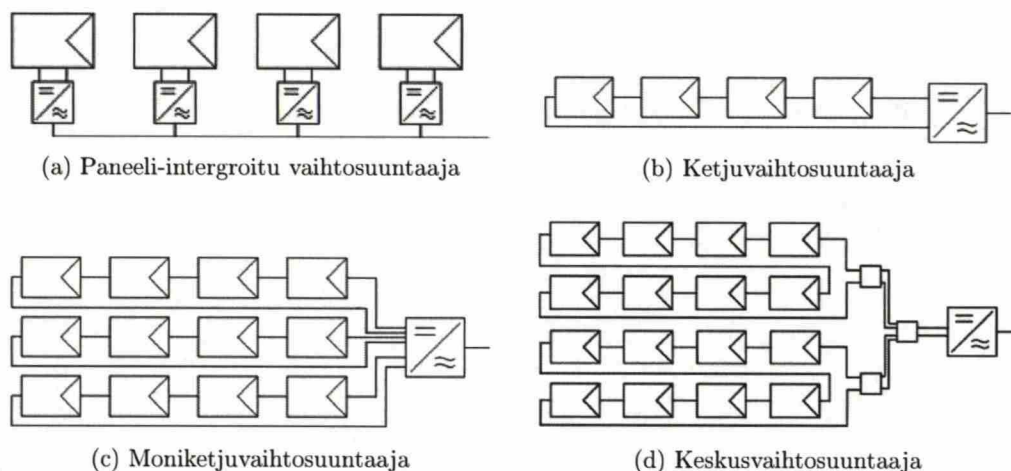
Kuva 5: Aurinkokenno (oranssi), aurinkopaneeli (harmaa), aurinkopaneeliketju (sininen) ja aurinkokennosto (katkoviiva).

si varjostuksen tai paikallisten lämpötilavaihteluiden takia. Tällöin aurinkopaneeliketjun tuottama teho on pienempi kuin aurinkopaneelien tehojen summa. Ketjun tehottomin aurinkopaneeli määrää koko ketjun virran ja siten myös ketjun tehon.[5]

2.2 Aurinkosähkövaihtosuuntaaja

Aurinkokennot tuottavat tasavirtaa. Jotta aurinkopaneeleista saatava tasavirtaa voitaisiin syöttää sähköverkkoon, tasavirta tulee vaihtosuunnata vaihtosuuntaajalla. Vaihtosuunnauksen lisäksi aurinkosähkövaihtosuuntaajalla on myös muita tehtäviä. Aurinkosähkövaihtosuuntaaja pyrkii löytämään energiantuotannon kannalta tehokaimman toimintapisteen ympäristötekijöiden muuttuessa ja huolehtimaan aurinkovoimalan turvallisuudesta.[9]

Nykyään 75% maailman aurinkosähkövoimaloista on kytketty sähköverkkoon. Verkkoliittymän vaatima vaihtosuuntaus voidaan tehdä PV-järjestelmässä monessa eri kohdassa riippuen PV-laitoksen tehosta ja topologiasta. Vaihtosuuntaus on mahdollista tehdä joko yksi- tai kolmivaiheisilla vaihtosuuntaajilla. Vaihtosuuntaajat voidaan luokitella keskusvaihtosuuntaajiin, ketjuvaihtosuuntaajiin, moniketjuvaihtosuuntaajiin ja paneeli-integroituun vaihtosuuntaajiin. Kuvassa 6 on esitetty erilaisia aurinkopaneelitopologioita ja niissä käytettäviä vaihtosuuntaajatyyppejä.[10]



Kuva 6: Erilaisia aurinkosähköjärjestelmätopologioita.

Paneeli-integroidut vaihtosuuntaajat eli ns. mikroinvertterit muuttavat aurinkopaneelien tuottaman tasavirran heti aurinkokennon takana vaihtovirraksi. Mikroinverttereitä käytettäessä jokaisen paneelin tehontuotanto voidaan optimoidaan erikseen. Tällöin pystytään pienentämään ympäristöolosuhteiden, kuten varjostuksen vaikutusta kennoston energiantuottoon. Toisaalta vaihtosuuntaajia tarvitaan enemmän, jolloin energiantuotannon tehostumisen taloudelliset hyödyt saattavat jäädä vähäisiksi lisäntyneiden huolto- ja investointikustannusten vuoksi.[11]

Ketju- ja moniketjuvaihtosuuntaimet puolestaan optimoivat aurinkopaneeleista muodostuneen paneeliketjun toimintaa. Toisin kuin paneeli-integroiduissa vaihtosuuntaajissa, yksittäisen kennon toimintaa ei voida enää säätää. Ketjuvaihtosuun-

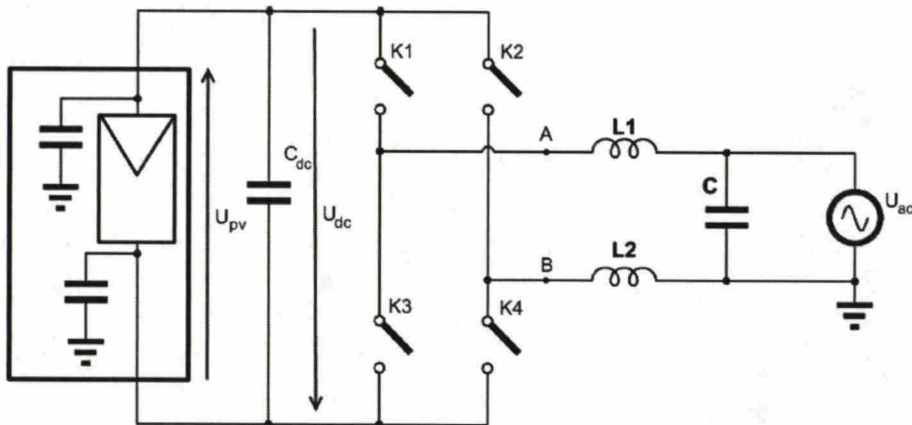
taajissa paneeliketjun tehoa voidaan optimoida maksimaalisen tehopisteen seuranta-algoritmien (MPPT, engl. maximum power point tracking) avulla. Paneeli-integroituin vaihtosuuntaajiin verrattuna kennoja ei voida käyttää yhtä tehokkaasti ketjuvaihtosuuntaajilla, mutta toisaalta saavutetaan säästöjä vaihtosuuntaajien käyttökustannuksissa. [10]

Keskusvaihtosuuntaajat ovat tyypillisesti 3-vaiheisia ja teholtaan suurimpia. Keskusvaihtosuuntaajat ovat yleensä hyötysuhteeltaan muita vaihtosuuntaajatyyppejä parempia. Niiden kustannukset tuotettua energiaa kohti ovat pienimmät kuin muilla vaihtosuuntaajilla. Keskusvaihtosuuntaajissa on aurinkokennoston toimintaa optimoidaan koko kennoston kannalta, jolloin yksittäisiä aurinkopaneeleita ei voida käyttää mahdollisimman tehokkaasti.[12]

2.2.1 Vaihtosuuntaajien toiminta

Aurinkosähköjärjestelmissä käytettävät vaihtosuuntaajat ovat yleensä jännitevälipiirillisiä. Jännitevälipiirillisessä vaihtosuuntaajassa AC -jännite saadaan aikaan kytke-mällä jännitevälipiirin positiivinen tai negatiivinen jännite tietyllä kytkentälogiikalla vaihtosuuntaajan lähtöjännitteeksi. On olemassa eri topologioita, joilla välipiiriin jän-nite voidaan vaihtosuunnata [13]. Aurinkosähköjärjestelmien vaihtosuuntausta on käsitelty kattavasti mm. Zachariasen toimittamassa kirjassa Use of Electronic-Based Power Conversion for Distributed and Renewable Energy Sources [15]. Kuvassa 7 on esitetty hyvin yksinkertainen vaihtosuuntaajissa käytetty täysi H-siltakytkentä.

Kuvan 7 merkintöjä käyttäen aurinkokennoston jännite, U_{pv} , on vaihtosuuntaa-
jan välipiirijännitteen U_{dc} suuruinen. Välipiirijännite voidaan kytkeä pisteiden A ja B välille kytkimien K1-K4 avulla joko positiivisena tai negatiivisena. Suodat-tamalla pisteiden A ja B välinen jännite kelojen L1 ja L2 sekä kondensaattorin C avulla saadaan aikaan vaihtojännite U_{ac} . Yleisin tapa kytkeä kytkimiä on uni-



Kuva 7: Täysi H-siltakytkentä. Aurinkokennoston jännite vaihtosuunnataan H-siltakytkennässä kytkimien K1-K4 avulla. Kelojen L1 ja L2 sekä kondensaattorin C avulla suodatetaan pisteiden A ja B välinen jännite. Muokattu [13].

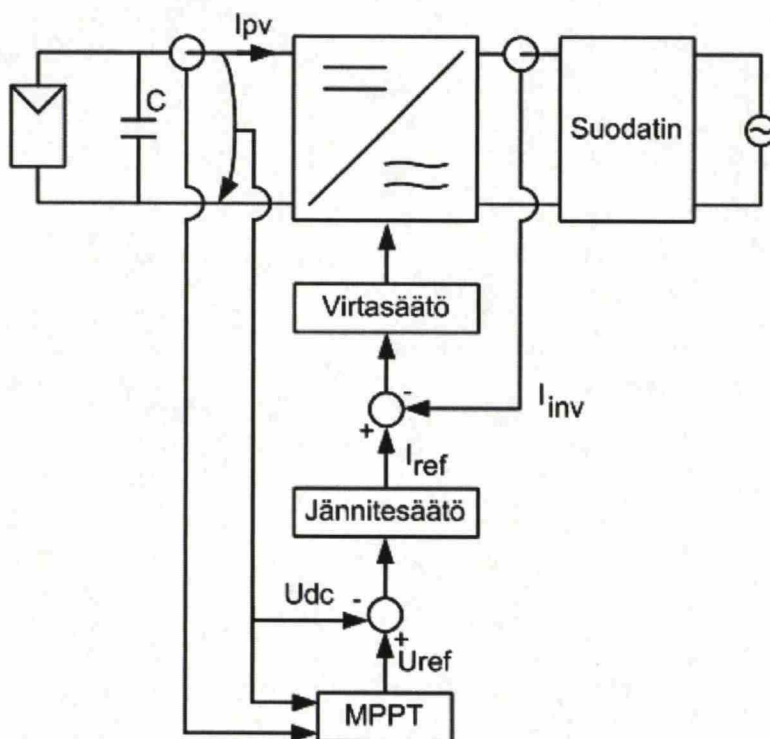
polaarinen pulssileveysmodulaatio (PWM, pulse width modulation). Unipolaarisen PWM modulaation aiheuttama virtasäro on pienempi kuin bipolaarisessa pulssinleveysmodulaatiossa. Lisäksi unipolaarinen PWM tarjoaa paremman hyötysuhteen ja pienemmät EMC-häiriöt (electromagnetic compatibility).[13]

Aurinkosähkövaihtosuuntaajat liitetään sähköverkkoon, jonka tehollisarvo on Suomessa vähintään 230 V. Yksivaiheisen sähköverkon 230 V tehollisarvo vastaa $\hat{u} = 325$ V huippujännitettä. Jotta vaihtosuuntaajalla pystytään tuottamaan tarvittava lähtöjännite, välipiirin jännitteen tulee olla tarpeeksi korkea. Aurinkosähkövaihtosuuntaajissa voidaanakin käyttää suurtaajuusmuuntajia ja jännitettä nostavia katkoja tarvittavan välipiirijännitteen saavuttamiseksi. Tarvittava välipiirijännite saadaan aikaan myös pelkällä nostavalla katkojalla [10]. Jos aurinkokennoston tuotama jännite ei riitä vaihtosuuntaajan välipiirijännitteeksi, vaihtosuuntaaja kytkeytyy pois päältä. Nämä tilanteet saattavat olla kriittisiä valokaarien palamisen kannalta, sillä aurinkopaneelin jännite voi riittää vielä valokaaren palamiseen. Tässä tilanteessa on mahdollista, että vaihtosuuntaajan sammuttua PV-järjestelmä syöttää pelkästään valokaarta.

2.2.2 Maksimitehopisteen seuraaja, MPPT

Aurinkokennoston tuottamaa tehoa voidaan optimoida maksimitehopisteen seuraajien avulla (engl. Maximum power point tracking, lyh. MPPT). Tyypillinen maksimitehopisteen seuraaja optimoi aurinkokennoston toimintaa säätämällä jännitettä U_{pv} . Aurinkopaneelin jännite ohjataan MPPT:n ohjearvon mukaiseksi säätämällä jännite- ja virtasäädön avulla vaihtosuuntaajan verkkoon syöttämää tehoa. Yksinkertaisimmillaan mittauksiin perustuva maksimitehopisteen seuraaja voi perustua P&O-algoritmiin (Perturb&Observe). P&O-algoritmissa paneeliston jännitettä poikkeutetaan ja havaitaan poikkeutuksen seuraukset. Havaintojen perusteella päätellään, mihin suuntaan jännitettä muutetaan jatkossa.[14]

Kuvassa 8 on havainnollistettu lohkokaaviolla aurinkovaihtosuuntaajan säätöä. MPPT-algoritmi muodostaa jännitteen U_{dc} ja virran I_{pv} avulla referenssijännitteen U_{ref} jännitesäätimelle. Jännitesäätimenä käytetään yleisesti PI-säädintä, joka muodostaa virtasäädölle referenssivirran I_{ref} . Virtasäädin säätää verkkovirran sellaiseksi, että virran perusaalto on verkkojännitteen kanssa samassa vaiheessa. Virtasäätö on huomattavasti jännitesäätöä ja MPPT-algoritmia nopeampi.



Kuva 8: Lohkokaavio aurinkovaihtosuuntaajan säädöstä.

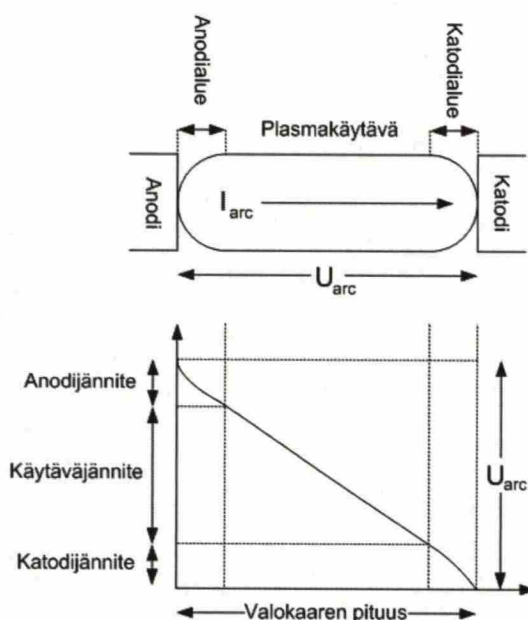
3 Valokaari

Valokaari on ilmiö, jossa kahden elektrodin välinen varaus purkautuu väliaineen läpi. Valokaari voi muodostua joko elektrodien välisen kontaktin heikkenemisen tai korkeammasta potentiaalista tapahtuvan muutosilmiön takia. Valokaari on hyvin monimutkainen fysikaalinen ilmiö. Sen ominaisuuksiin vaikuttavat mm. väliaine, väliaineen paine, elektrodien materiaali, elektrodien välimatka, niiden geometria sekä elektrodien paikka.[16]

3.1 Valokaari ilmiönä

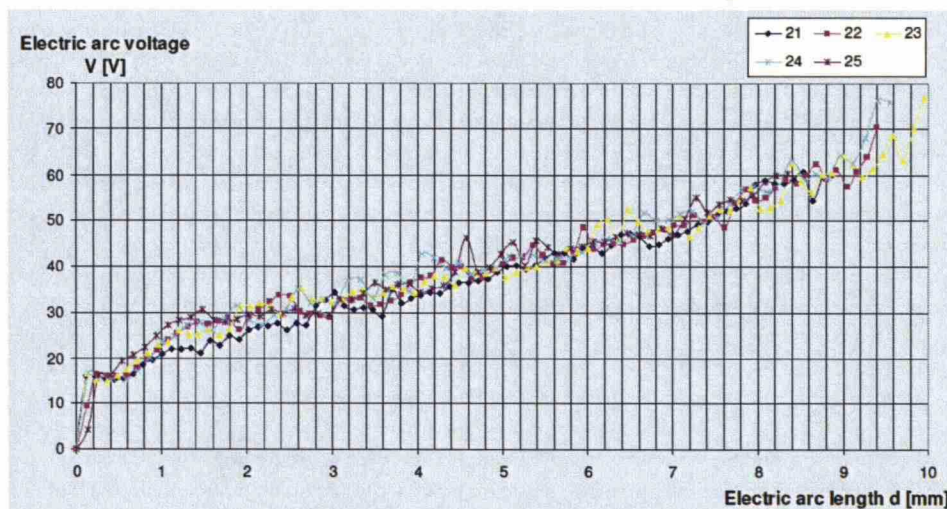
Tseng et al. mukaan valokaaret voidaan luokitella niiden ympäristöolosuhteiden mukaan [16]. Korkeapainevalokaarilla tarkoitetaan valokaaria, jotka esiintyvät ilmanpaineesta suuremmassa paineessa. Ilmakehän painetta pienemmissä paineissa esiintyviä valokaaria kutsutaan matalapainevalokaariksi. PV-järjestelmissä esiintyvien matalapainevalokaarien tutkiminen on erittäin vaikeaa, sillä valokaaret ovat epästabiileja paikkaan ja aikaan nähden. Tämän lisäksi valokaarien tutkimista vaikeuttaa valokaarien esiintyminen laajalla lämpötila-alueella ja se, että matalapaine valokaarilla ei ole termodynaamista tasapainotilaa.[17]

Valokaari muodostuu katodin ja anodin välille kuvan 9 mukaisesti. Normaalisti ilma on hyvä eriste, mutta suuri sähkökenttä voi ionisoida ilman, jolloin ilma muuttuu johtavaksi. Valokaari muodostuu anodialueesta, katodialueesta ja plasmakäytävästä (Kuva 9). Anodi ja katodi ovat kiinteitä aineita kun taas plasma-alue muodostuu ionisoituneesta kaasusta.



Kuva 9: Valokaaren anodi-, katodi- ja käytäväjännite.

Valokaaren jännite U_{arc} muuttuu lineaarisesti plasmakäytävässä etäisyyden funk-



Kuva 10: Valokaaren jännite valokaaren pituuden funktiona eri virroilla.[18]

tiona. Strom on esittänyt, että valokaarijännitteen muutos etäisyyden funktiona olisi noin 13,4 V/cm [19]. Hänen mukaansa virran suuruus vaikuttaa vain vähän jännitegradienttiin. Myös TÜV Rheinland on tehnyt mittauksia valokaaren pituuden ja valokaaren jännitteen välisestä korrelaatiosta. TÜV Rheinlandin tutkimuksen mukaan valokaaren jännite muuttuu lähes lineaarisesti kun valokaaren pituus on yli 0,2 mm. Lyhyemmillä valokaarilla jännitteen nousu on suurempaa kuin lineaarisella alueella. TÜV Rheinlandin mittaustulokset ovat esitetty kuvassa 10. Valokaarijännitteen nopea kasvaminen lyhyillä valokaaren pituuksilla selittyy epälineaarisen anodi- ja katodijännitteen avulla. Kuvasta voidaan päätellä, että valokaaren pidentyessä valokaaren plasmakäytävä pitenee anodi- ja katodialueen pysyessä muuttumattomina. Plasmakäytävässä valokaaren jännite muuttuu lineaarisesti.

DC-järjestelmissä jännitteessä ja virrassa ei ole nollakohtaa, joka sammuttaisi valokaaren. Valokaaren aiheuttaman mekaanisen kulumisen takia elektrodien välimatka voi kasvaa, mikä aiheuttaa valokaaren energian kasvamisen. Jos valokaaren tarvitsema energia on tehollähteen tuottamaa energiaa suurempi, valokaari katkeaa. On myös mahdollista, että anodi- tai katodialue palaa pois, jolloin virran kulku valokaareissa estyy. Molemmissa tapauksissa valokaari ehtii kuitenkin palaa kauan.[18]

3.1.1 Valokaaren impedanssi ja teho

Edellä todettiin valokaarijännitteen gradientin olevan lähes vakio plasmakäytävän alueella. Seuraavassa tutkitaan valokaaren jännitteen ja virran välistä korrelaatiota vakio pituisissa valokaareissa.

Valokaaren impedanssi

Valokaarien tarkka mallintaminen on hyvin vaikeaa. Valokaaren dynaaminen luonne selittyy mm. termisen konvektion, sähkömagneettisten voimien, elektrodien muuttu-

misen sekä plasman muutoksien avulla [19]. Yksinkertaisimmat impedanssimenetelmät olettavat valokaaren olevan virtapiirin komponentti, jolla on tietty impedanssi [20]. Ensimmäiset valokaarimallit perustuivat empiiristen kertoimien määrittämiseen valokaaren virta-jännite-riippuvuudelle. Ayrton esitti vuonna 1902, että valokaaren jännite voidaan laskea elektrodien jännite-pudotuksen A , jännitegradientin B ja valokaaren pituuden L avulla

$$U_{\text{arc}} = A + BL + \frac{C + DL}{I_{\text{arc}}}. \quad (6)$$

Yhtälössä C ja D ovat empiiriset kertoimet valokaaren epälineaarisuuden mallintamiseksi. Vastaavia malleja valokaaren mallintamiseksi on esittänyt mm. Steinmetzer, Nottingham sekä Van ja Warrington. Ensimmäisten valokaarimallien luotettavuus on kuitenkin kyseenalaista mittauksien vähäisen määrän sekä mittausjärjestelyiden puutteellisuuden takia. Ammerman et al. ovat käsitelleet DC-valokaarimalleja artikkelissaan [19].

Cassien ja Mayrin mallit valokaaren impedanssista perustuvat valokaaren energiatasapainon mallintamiseen. Impedanssi voidaan heidän mukaan laskea differentiaaliyhtälöillä, jotka ovat määritelty valokaaren aiheuttaman tehohäviön ja valokaareen varautuneen energian avulla [16]. Cassien mukaan impedanssille, Z , voidaan kirjoittaa

$$\frac{1}{Z} \frac{dZ}{dt} = \frac{1}{\Theta} \left(1 - \frac{U_{\text{arc}}^2}{E_0^2} \right), \quad (7)$$

missä E_0 valokaaren tasapainotilan hetkellinen jännite ja Θ valokaaren aikavakio. Aikavakio Θ puolestaan lasketaan seuraavasti:

$$\Theta = \frac{\text{valokaaren varastoitunut energia tilavuutta kohti}}{\text{valokaaren häviöt tilavuutta kohti}}. \quad (8)$$

Cassien kaava perustuu olettamukseen, että valokaaren virrantiheys on vakio ja valokaaren poikkipinta-ala muuttuu suoraan verrannollisesti valokaaren virtaan. Tämän lisäksi kaavassa oletetaan valokaaren resistiivisyyden ja valokaareen varastoituneen energian tilavuutta kohden olevan vakio.

Mayrin yhtälö puolestaan olettaa, että häviöt syntyvät pelkästään valokaaren reunoilla. Tämän lisäksi konduktanssin, G , oletetaan vaihtelevan energiatihedyyden mukaan. Mayrin yhtälö on Cassien yhtälöä tarkempi pienillä virroilla [21]. Mayrin mukaan valokaaren impedanssi voidaan laskea lausekkeella

$$\frac{1}{Z} \frac{dZ}{dt} = \frac{1}{\Theta} \left(1 - \frac{U_i}{P_0} \right), \quad (9)$$

missä P_0 on valokaaren hetkellinen tehohäviö. Tasapainotilassa $U_i = P_0$. [16]

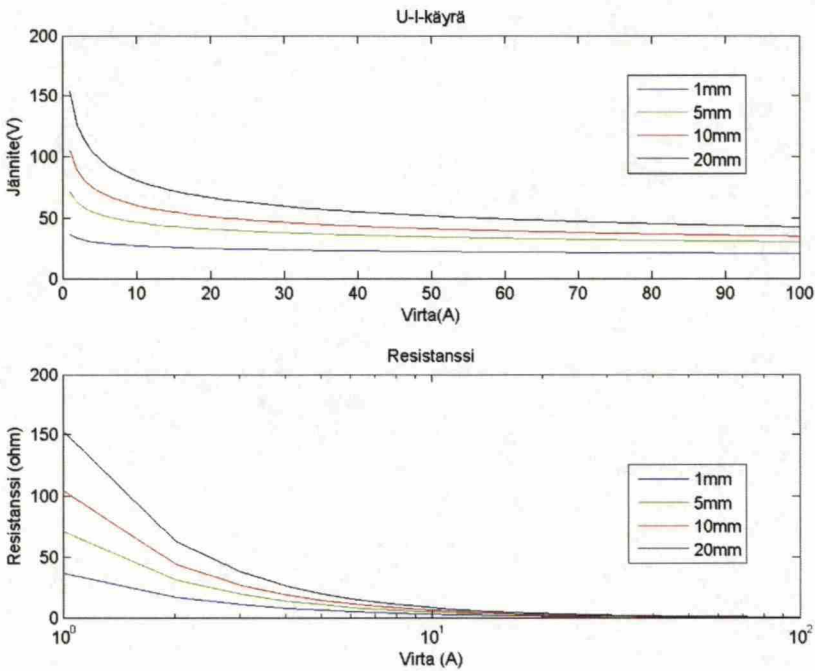
Paukert on tutkinut muiden tutkijoiden havaintoja DC- ja AC-valokaarien käyttäytymisestä eri valokaarivirroilla ja elektrodien välimatkalla. Paukert esittää, että valokaareen U - I riippuvuus voidaan esittää taulukon 1 avulla, kun valokaaren virta on alle 100 A.[19].

Taulukko 1: Empiirinen valokaaren U-I riippuvuus, $I_{arc} < 100\text{ A}$

Elektrodien välimatka (mm)	Valokaarijännite (V)	Valokaaren resistanssi (Ω)
1	$36,32 \cdot I_{arc}^{-0,124}$	$36,32 \cdot I_{arc}^{-1,124}$
5	$71,39 \cdot I_{arc}^{-0,186}$	$71,39 \cdot I_{arc}^{-1,186}$
10	$105,25 \cdot I_{arc}^{-0,239}$	$105,25 \cdot I_{arc}^{-1,239}$
20	$153,63 \cdot I_{arc}^{-0,278}$	$153,63 \cdot I_{arc}^{-1,278}$
50	$262,02 \cdot I_{arc}^{-0,310}$	$262,02 \cdot I_{arc}^{-1,310}$
100	$481,20 \cdot I_{arc}^{-0,350}$	$481,20 \cdot I_{arc}^{-1,350}$
200	$662,34 \cdot I_{arc}^{-0,283}$	$662,34 \cdot I_{arc}^{-1,283}$

Sölver on esittänyt DC-valokaaritutkimustensa perusteella, että pienillä virroilla valokaarijännite pienenee virran kasvaessa. Toisaalta virran kasvaessa valokaaren jännitteen muutos virran funktiona tasaantuu. Tämä tarkoittaa sitä, että jännitteen riippuvuus virrasta pienenee. Kuvasta 11 voidaan lisäksi päätellä, että valokaaren syttyminen PV-järjestelmässä ei vaadi korkeaa jännitettä. Kuvan perusteella esimerkiksi 1 mm pituinen valokaari voi syttyä PV-järjestelmään, jonka virta on 10 A ja jännite 28 V. Häring on esittänyt artikkelissaan, että valokaari on mahdollinen PV-järjestelmissä, joiden jännite on yli 14 V [22].

Yhteenvedona valokaarista voidaan todeta, että DC-valokaarien impedanssi on



Kuva 11: Valokaaren U-I -käyrä eri elektrodien etäisyydellä. Resistanssin virtariippuvuus on piirretty logaritmisella asteikolla. Kuvaajat ovat piirretty taulukon 1 perusteella.

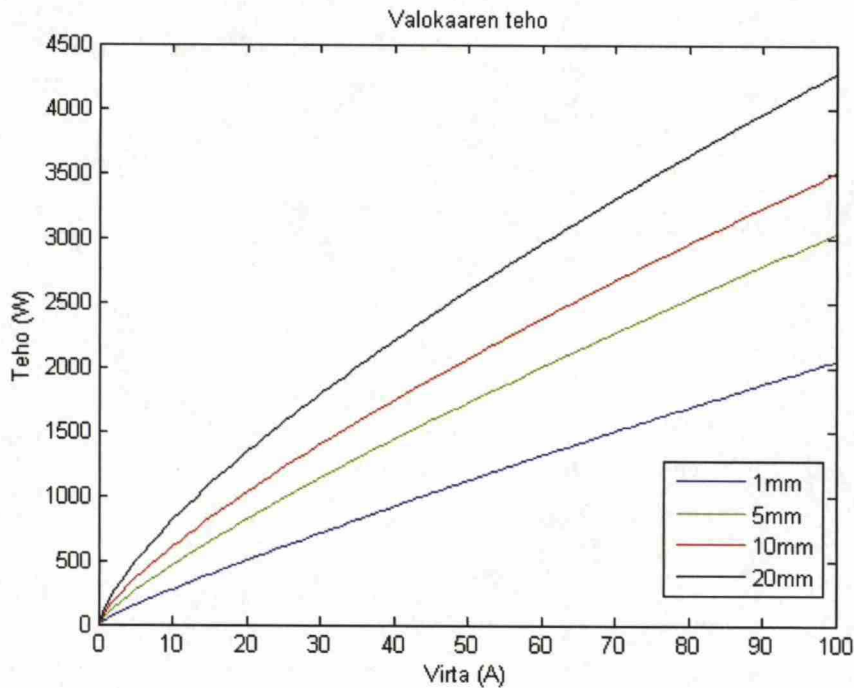
epälineaarinen ja se laskee virran kasvaessa. Valokaaren ominaisuuksiin vaikuttaa monet tekijät, kuten valokaaren pituus, elektrodien materiaali sekä valokaaren virta.

Valokaaren teho

Valokaaren teho voidaan laskea yhtälön (10) avulla.

$$P_{\text{arc}} = U_{\text{arc}} I_{\text{arc}} = \frac{U_{\text{arc}}^2}{R_{\text{arc}}} = R_{\text{arc}} I_{\text{arc}}^2 \quad (10)$$

Kuvassa 12 on esitetty valokaaren teho virran funktiona eri elektrodien etäisyydellä. Kuva on piirretty yhtälön (10) ja taulukon 1 avulla. Valokaaren pituus vaikuttaa merkittävästi valokaaren tehoon. Kuvan mukaan 20 mm pituisen valokaaren teho on 1000 W kun valokaaren virta on noin 13 A. Jos valokaaren pituus on 1 mm tarvitaan yli 40 A virta, jotta valokaaren teho olisi 1000 W.



Kuva 12: Eri pituisten valokaaren teho virran funktiona.

3.2 Valokaaret aurinkosähköjärjestelmissä

Aurinkosähköjärjestelmässä tarvitaan monenlaisia kytkentöjä aurinkokennojen, vaihtosuuntaajien, kaapeleiden ja kytkinlaitteistojen välille. PV-laitteistojen kytkennät altistuvat kovalle rasitukselle koko aurinkosähköjärjestelmien käyttöiän, joka on yleensä kymmeniä vuosia. Pitkän käyttöiän lisäksi muuttuvat ympäristöolosuhteet ja ulkopuoliset tekijät, kuten eläimet, voivat vaikuttaa PV-järjestelmän kaapeloinnin

kestävyyteen. Kaapeloinnin ja liittimien kestävyys on tärkeää sekä PV-järjestelmän toiminnan että turvallisuuden kannalta.

PV-järjestelmien monimutkaisen rakenteen, pitkän käyttöiän sekä suurien DC-jännitteiden takia valokaaret ovat mahdollisia aurinkosähköjärjestelmissä. Valokaari voi palaa PV-järjestelmässä kauan, sillä aurinkokennoston tuottamassa virrassa ei ole nollakohtaa, joka sammuttaisi valokaaren aina tietyin väliajoin. Tämän lisäksi aurinkokennoston muuttuva toimintapiste vaikeuttaa valokaaren havaitsemista. PV-järjestelmän virta valokaaren aikana voi poiketa vain hieman normaalin toimintatilanteen virrasta, joten PV-järjestelmää ei voida suojata valokaarilta sulakkeiden avulla. [23]-[24]

Aurinkosähköjärjestelmän valokaarien tunnistuksella ja katkaisulla voidaan pienentää PV-järjestelmän tulipaloriskiä. Erityisesti katolle asennetuissa aurinkojärjestelmissä valokaarien aiheuttamat tulipalot voivat olla vaarallisia sekä asukkaille että palomiehille. Valokaarien aiheuttamien PV-järjestelmien tulipalojen taloudelliset riskit ovat kuitenkin suuret kaikissa PV-järjestelmissä. Vikaantuneen PV-järjestelmän jännitteestä aiheutuneet kuolemantapaukset ovat Häberlinin mukaan vain poikkeustapauksia [25].

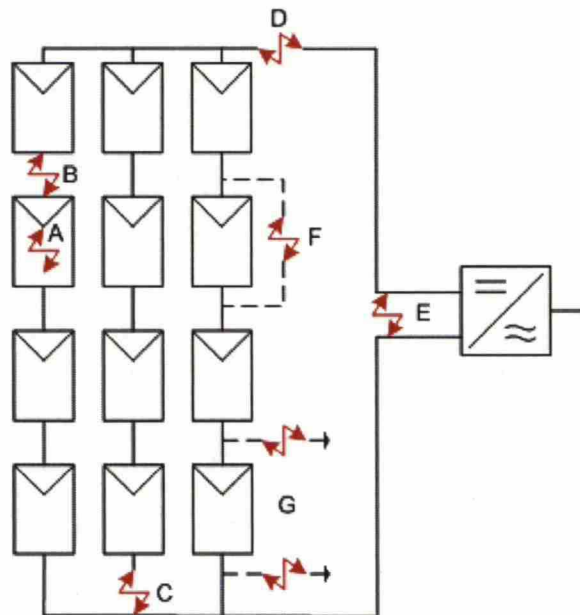
Stroblin ja Mecklerin mukaan valokaaria voi esiintyä aurinkosähköjärjestelmissä mm.

- aurinkosähkövaihtosuuntaajan rinnalla,
- aurinkosähkövaihtosuuntaajan kanssa sarjassa,
- sarjassa paneeliketjussa,
- paneelien välillä,
- rinnakkaisten paneeliketjujen liittimissä,
- paneeliketjujen välillä,
- paneeliketjun ja maapotentiaalin välillä,
- aurinkopaneelin sisällä,
- liitinkotelon sisällä [26].

Voidaankin todeta, että mitä suurempi aurinkosähköjärjestelmä on kyseessä sitä enemmän laitoksessa on mahdollisia paikkoja valokaarille. Nykyään PV-järjestelmien valokaarisuojaus on ollut passiivista, jonka tarkoitus on ollut estää valokaarien syntyminen järjestelmässä. Vähentämällä liitosten lukumäärää, panostamalla niiden toimivuuteen sekä huolehtimalla positiivisen ja negatiivisen kaapeleiden eristyksestä on pyritty parantamaan aurinkosähköjärjestelmien turvallisuutta ja ehkäisemään valokaaria. Valokaaren syttyttyä sitä ei kuitenkaan ole pystytty tunnistamaan tai suojautumaan valokaaren seurauksilta.[23]

3.2.1 PV-valokaarien luokittelu ja ominaisuudet

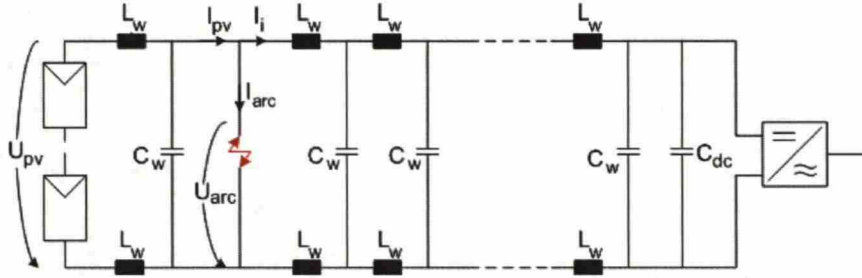
Aurinkosähköjärjestelmien valokaaret voidaan jakaa niiden syttymispaikan perusteella joko rinnan- tai sarjakytkettyihin valokaariin. Rinnakkaisella valokaarella tarkoitetaan valokaarta, joka syttyy aurinkokennoston positiivisen ja negatiivisen johtimen välille. Kuvassa 13 valokaari E on rinnakkainen valokaari. Sarjavalokaari syttyy yhteen johtimeen, ja se voidaan esittää aurinkopaneelin ja vaihtosuuntaajan muodostamassa virtapiirissä sarjaimpedanssilla. Kuvassa 13 sarjavalokaaria ovat A, B, C ja D. Kuvan valokaari F on aurinkopaneelin kanssa rinnakkain, mutta paneeliketjussa sarjassa. PV-järjestelmissä valokaari voi syttyä myös kennostosta maapotentiaaliin. Riippuen maaviasta PV-järjestelmään voi syttyä joko yksi tai kaksi valokaarta. Tapaus G kuvaa tilannetta, jossa molempiin maavikoihin on syttynyt valokaari. Valokaari voi syttyä myös pelkästään toiseen maavikaan toisen maavian ollessa galvaaninen kytkentä maapotentiaaliin. Lisäksi aurinkokennoston ollessa maadoitettu yksi maavika riittää valokaaren syttymiseen. Euroopassa PV-järjestelmät ovat harvoin maadoitettuja kun taas Yhdysvalloissa lainsäädäntö vaatii aurinkokennoston maadoittamisen.



Kuva 13: Aurinkosähköjärjestelmän mahdolliset valokaaret. Tapaukset A,B,C ja D ovat sarjavalokaaria. Tapaus E on rinnakkainen valokaari. Yhdistelmävalokaari F on paneelin kanssa rinnakkain, mutta paneeliketjussa sarjassa. Tapaus G esittää valokaari maapotentiaaliin. Muokattu [22] ja [23].

3.2.2 Rinnakkaiset valokaaret

Aurinkosähköjärjestelmän vaihtosuuntaajat ovat yleensä jännitevälipiirillisiä, ja aurinkokennoston jännite vastaa välipiirijännitettä (ks. luku 2.2). Kuvassa 14 on havainnollistettu yksinkertaista PV-järjestelmää, jossa on rinnakkainen valokaari. Kuvassa aurinkosähköjärjestelmän kaapelit on oletettu häviöttömiksi, ja ne on mallinnettu kapasitanssin ja induktanssin avulla.



Kuva 14: Rinnakkainen valokaari. PV-järjestelmän kaapelointi on kuvattu tikapuumallilla, jonka itseinduktanssi ja parasiittinen kapasitanssi ovat tietyllä matkalla L_w ja C_w . Kuvaan on piirretty myös selvyys vuoksi vaihtosuuntaajan tulokondensaattori.

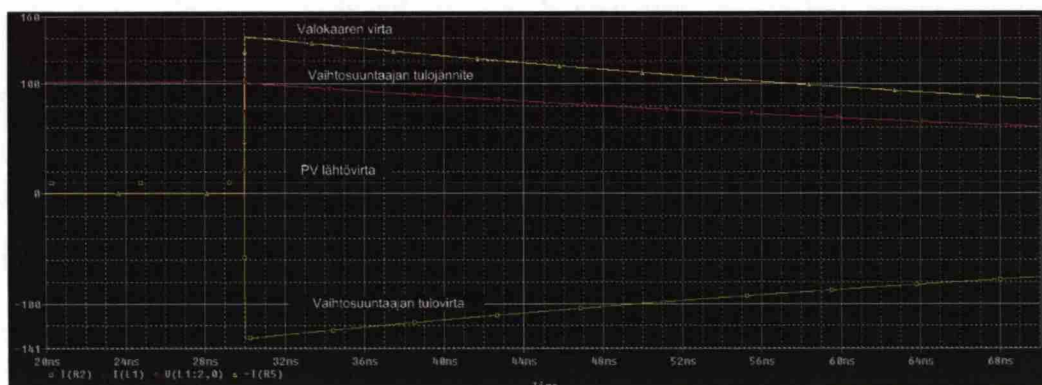
Rinnakkaisen valokaaren syttyessä valokaaren jännite laskee, mikä aiheuttaa vaihtosuuntaajan tulojännitteen muuttumisen. Jännitteen lasku aiheuttaa vaihtosuuntaajan tulokondensaattorin purkautumisen valokaaren kautta lausekkeen

$$i = C_{dc} \frac{du}{dt} \quad (11)$$

mukaan. Rinnakkaisvalokaari aiheuttaa vaihtosuuntaajan tulovirran, I_i , suunnan kääntymisen. Vaihtosuuntaajan tulokondensaattoreiden purkaututtua valokaaren virta muodostuu pelkästään aurinkokennoston syöttämästä virrasta I_{pv} . Jos aurinkokennoston syöttämä virta on riittävän suuri, valokaari saattaa jäädä palamaan vaihtosuuntaajan sammumisen jälkeen. [26]

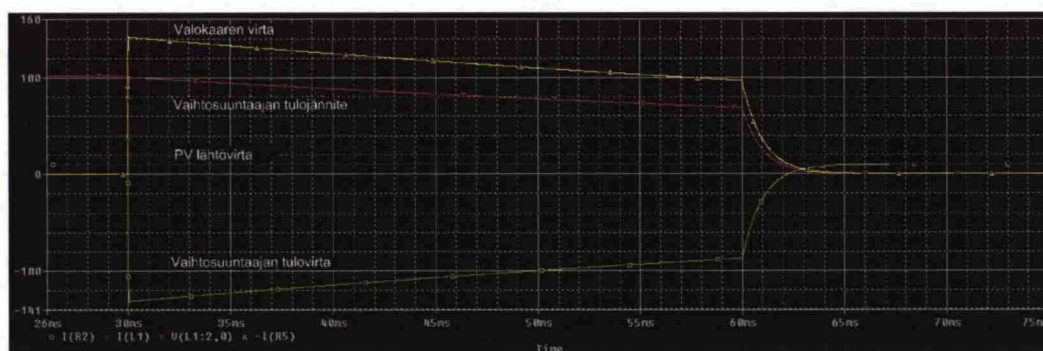
Kuvassa 15 on havainnollistettu rinnakkaisen valokaaren vaikutusta järjestelmän virtoihin. Kuvassa on oletettu, että aurinkokennoston toimintapiste ei muutu valokaaren aikana. Valokaari syttyy hetkellä $t = 30$ ms, jolloin valokaaren virta nousee nopeasti. Samalla vaihtosuuntaajan tulovirran I_i suunta muuttuu negatiiviseksi. Rinnakkaisvalokaaren aikana, hetken $t = 30$ ms jälkeen, tulokondensaattori purkautuu valokaaren kautta, jolloin valokaaren virta lähtee pienenemään.

Rinnakkaiset valokaaret ovat aurinkosähköjärjestelmissä epätodennäköisempiä kuin muut valokaaret, sillä rinnakkaisen valokaaren syttyminen vaatii sekä DC+ että DC- puolen eristeiden rikkoutumisen. Rinnakkaisvalokaaren jännite määräytyy DC+ ja DC- välisenä potentiaalierona. Vaikka rinnakkainen valokaari on epätodennäköisempi kuin sarjavalokaari, rinnakkaiseen valokaaren liittyvät riskit ovat suurempia kuin muilla valokaarilla, sillä rinnakkaisvalokaaren tuottama lämpöteho on suuremman jännitteen takia suurempi kuin sarjavalokaarien.



Kuva 15: PV-järjestelmän virrat ja vaihtosuuntaajan tulojännite rinnakkaisvalokaaren aikana. PV-järjestelmän johdot ovat mallinnettu kuvan 14 mukaan. Hetkellä $t = 30$ ms syttynyt rinnakkainen valokaari aiheuttaa vaihtosuuntaajan tulovirran kääntymisen. Kuvan tilanteessa vaihtosuuntaajan tulokondensaattori purkautuu valokaaren kautta.

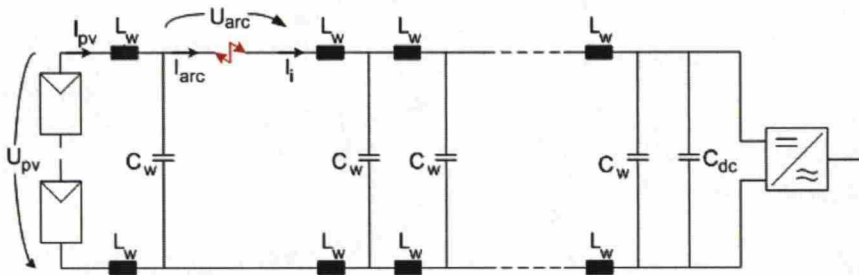
Rinnakkaisten valokaarien tunnistaminen on yksinkertaisempaa kuin muiden aurinkosähköjärjestelmän valokaarien. Rinnakkaisen valokaaren syttyessä vaihtosuuntaajan tulovirran, I_i , suunta vaihtuu, mistä valokaari on mahdollista tunnistaa. Tunnistettu valokaari on myös pystyttävä sammuttamaan. Rinnakkainen valokaari voidaan sammuttaa oikosulkemalla aurinkokennosto vaihtosuuntaajassa. Valokaari sammuu, koska aurinkokennoston virta kulkee tällöin vain vaihtosuuntaajan kautta. Kuvassa 16 esitetään periaatteellinen kuvaaja aurinkosähköjärjestelmän virroista ja vaihtosuuntaajan tulojännitteestä, kun sarjavalokaari sammutetaan oikosululla.[23]



Kuva 16: Rinnakkaisen valokaaren sammuttaminen oikosulkemalla aurinkokennosto. Kuvassa on esitetty tilanne, jossa hetkellä $t = 60$ ms vaihtosuuntaajan DC-puoli oikosuljetaan. Oikosulkutilanteessa PV-järjestelmän virta kulkee pelkästään vaihtosuuntaajan läpi, jolloin rinnakkainen valokaari sammuu.

3.2.3 Sarjavalokaaret

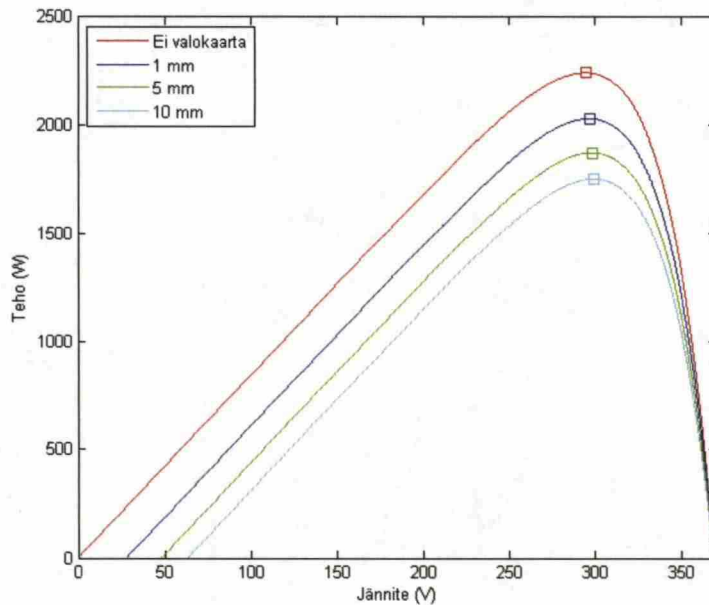
Sarjavalokaarella tarkoitetaan aurinkosähköjärjestelmissä valokaarta, joka syttyy vaihtosuuntaajan ja aurinkopaneelin muodostamaan virtapiiriin siten, että se voidaan mallintaa sarjakytketyllä impedanssilla. Kuvassa 17 on esitetty PV-järjestelmä, jossa on sarjavalokaari. Muita mahdollisia sarjavalokaaren paikkoja on esitetty kuvassa 13.



Kuva 17: Aurinkosähköjärjestelmän sarjavalokaari. PV-järjestelmän kaapelointi on kuvattu tikapuumallilla, jonka itseinduktanssi ja parasiittinen kapasitanssi ovat tietyllä matkalla L_w ja C_w . Kuvaan on piirretty myös selvyuden vuoksi vaihtosuuntaajan tulokondensaattori.

Aurinkosähköjärjestelmissä sarjavalokaaret ovat todennäköisempiä kuin rinnakkaiset valokaaret. Sarjavalokaaria voi syttyä PV-laitteistossa mm. korroosion, väärän asennuksen, kylmäjuotoksen tai johtimen rikkoutumisen vuoksi. Sarjavalokaarien tunnistaminen on kuitenkin huomattavasti vaikeampaa kuin rinnakkaisten valokaarien tunnistaminen, sillä sarjavalokaaren vaikutus vaihtosuuntaajan virtaan ei ole yhtä suuri kuin rinnakkaisen valokaaren tapauksessa. Vaihtosuuntaajan tulovirta on sarjavalokaaren aikana lähes yhtä suuri kuin normaalissa toimintatilanteessa. Lisäksi ympäristöolosuhteiden muuttuminen valokaaren aikana voi kompensoida valokaaren kuluttaman tehon, jolloin vaihtosuuntaajan verkkoon syöttämä teho ei muutu valokaaren syttyessä.[24]

Sarjavalokaari kasvattaa PV-järjestelmän impedanssia. Normaalissa toimintatilanteessa aurinkokennoston tuottama teho vaihtosuunnataan vaihtosuuntaajassa. Jos PV-järjestelmässä on sarjavalokaari, osa aurinkokennoston tuottamasta tehosta kuuluu valokaarella, jolloin vaihtosuuntaajan verkkoon syöttämä teho pienenee. Kuvassa 18 on esitetty sarjavalokaaren vaikutus PV-järjestelmässä muuttumattomissa ympäristöolosuhteissa. Ilman sarjavalokaarta PV-järjestelmän toimii punaisella neliöllä merkityssä toimintapisteessä. Jos järjestelmään syttyy sarjavalokaari, verkkoon syötetty teho pienenee. Tehon pienentyessä myös maksimitehopisteen paikka muuttuu. Valokaaren epälineaarisen impedanssin takia, uusi maksimitehopiste löytyy suuremmalla jännitteellä kuin normaalissa toimintatilanteessa. Aurinkopaneelin U-I-riippuvuuden perusteella (ks. kuva 3) jännitteen nousu pienentää aurinkopaneelin virtaa. Uuden toimintapisteen virta on siten normaalitoimintapisteen virtaa pienempi.



Kuva 18: Aurinkopaneeliketjun (10 sarjakytkettyä NAPS Saana 225 paneelia) maksimitehopisteen muutos sarjavalokaaren aikana. Normaalissa toimintatilanteessa paneeli toimii punaisella neliöllä merkityssä pisteessä. Sarjavalokaaren pituudesta riippuen maksimitehopiste siirtyy muihin neliöllä merkittyihin pisteisiin, jos ympäristöolosuhteet eivät muutu. Valokaaren teho on laskettu taulukon 1 perusteella.

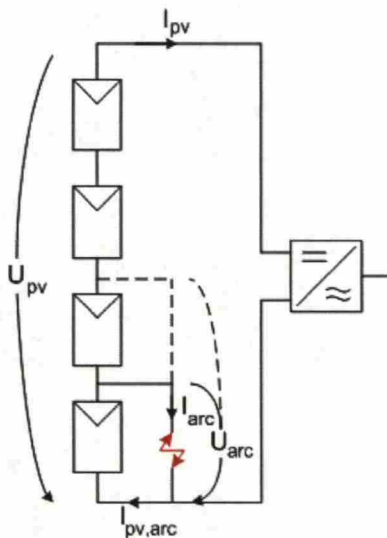
Stroblin ja Mecklerin mukaan vaihtosuuntaajan tulovirrassa saatetaan nähdä pieni muutos, jos sarjavalokaari syttyy muuttumattomissa ympäristöolosuhteissa. He kuitenkin lisäävät, että muuttuvissa olosuhteissa valokaari ei välttämättä aiheuta havaittavaa muutosta vaihtosuuntaajan tulovirtaan, sillä säteilyn määrä tai ympäristön lämpötilan muutos voi kompensoida valokaaren kuluttaman tehon.[26]

Sarjavalokaaret voidaan sammuttaa avaamalla aurinkokennoston ja vaihtosuuntaajan muodostama virtapiiri. Avaamalla virtapiiri PV-järjestelmän virta laskee nollaan, jolloin myös valokaaren virta laskee nollaan, ja valokaari sammuu.

3.2.4 Yhdistelmävalokaaret ja valokaaret maapotentiaaliin

Aurinkopaneelistossa voi syttyä myös valokaaria, jotka ovat yhden tai useamman aurinkopaneelin kanssa rinnakkain, mutta muiden paneeliketjun paneelien kanssa sarjassa. Yhdistelmävalokaari voi syntyä esimerkiksi silloin, kun yksittäisen aurinkopaneelin liittimet ovat vaurioituneet. Valokaaren syttyessä aurinkokennostosta maapotentiaaliin valokaari on joidenkin aurinkopaneelien kannalta sarjassa kun taas toisten kanssa rinnakkain. Yhdistelmävalokaaren kaaviokuva on esitetty kuvassa 19.

Yhdistelmävalokaarien ominaisuuksiin vaikuttaa se, kuinka monen paneelin rinnalla valokaari on. Jos valokaari on vain yhden aurinkopaneelin kanssa rinnakkain, valokaaren energia jää pieneksi eikä valokaari pala kauan. Valokaaren syttyessä pa-



Kuva 19: Yhdistelmävalokaaren muodostuminen aurinkopaneeliketjuun.

neelin yli oleva jännite laskee, mikä aiheuttaa paneelin tuottaman virran $I_{pv,arc}$ kasvamisen aurinkokennon U-I-käyrän mukaisesti. Vaihtosuuntaajan suuren tulokondensaattorin takia koko paneeliketjun yli oleva jännite kuitenkin pysyy lähes muuttumattomana. Tässä tilanteessa valokaaren kanssa sarjassa olevien aurinkopaneelien jännite nousee. Tämä aiheuttaa virran I_{pv} pienenemisen U-I-käyrän mukaisesti. Valokaaren virta, I_{arc} on siten virtojen $I_{pv,arc}$ ja I_{pv} erotus. Kun valokaari on vain yhden paneelin rinnalla, valokaaren virta on hyvin pieni. Tässä tapauksessa valokaari voidaan sammuttaa samalla tavalla kuin sarjavalokaari eli avaamalla kennoston ja vaihtosuuntaajan muodostama virtapiiri.[26]

Jos valokaari muodostuu useamman paneelin rinnalle, on mahdollista, että valokaaren kanssa sarjassa olevien aurinkopaneelien jännite nousee niiden avoimen virtapiirin jännitteen suuruiseksi. Tällöin aurinkokennoston virta I_{pv} laskee nollaan. Valokaaren kanssa rinnakkain olevien aurinkokennojen jännite laskee valokaaren takia. Jännitteen lasku aiheuttaa valokaaren kanssa rinnakkain olevien aurinkopaneelien virtojen $I_{pv,arc}$ nousun U-I-käyrän mukaisesti. Koska virta I_{pv} on kuitenkin nolla, virta $I_{pv,arc}$ kulkee valokaaren kautta. Tietyissä säteily- ja lämpötilaolosuhteissa valokaaren kanssa rinnakkain kytkettyjen aurinkopaneelien jännite riittää ylläpitämään valokaarta hyvin kauan. Näiden valokaarien sammuttaminen ei onnistu paneeliketjun oikosululla eikä paneeliston ja vaihtosuuntaajan muodostaman virtapiirin avaamisella.[23] ja [26]

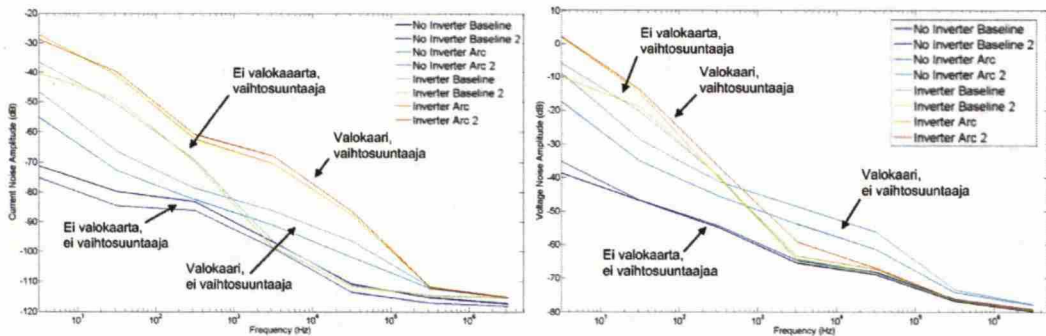
Yhdistelmävalokaari voi syttyä esimerkiksi PV-laitoksen liitinkotelossa, jossa valokaari syttyy maapotentiaalin ja tietyn aurinkopaneelin positiivisen navan välille. Riippuen valokaaren paikasta on mahdollista, että joudutaan tilanteeseen, jossa valokaaren kanssa rinnakkain olevien aurinkopaneelien jännite riittää valokaareen palamiseen.

3.3 Sarjavalokaaren spektri aurinkosähköjärjestelmässä

PV-järjestelmän valokaarien tutkimus on keskittynyt sarjavalokaarien tutkimiseen. Kiinnostus sarjavalokaarien tunnistamiseen johtuu sekä niiden esiintymistodennäköisyydestä että uusitun NEC 690.11 -standardin vaatimuksista. NEC 690.11-standardia on käsitelty tarkemmin luvussa 4.1. Rinnakkaisten DC-valokaarien taajuusominaisuuksista löytyy erittäin vähän tietoa. Diplomityössä pyritään tutkimaan sarjavalokaarien taajuussisältöä mittauksien avulla.

Sandia National Laboratoriesin mukaan valokaari synnyttää aurinkosähköjärjestelmän virtaan häiriötä, joiden amplitudi muuttuu taajuuden funktiona $\frac{1}{f}$. Kun valokaaren aiheuttama signaalin kulkee PV-järjestelmän läpi, se muuttuu aurinkopaneelin, kytkimien ja kaapeleiden suodatuksen takia. Näiden komponenttien suodatuksen lisäksi vaihtosuuntaajan aiheuttamat häiriöt vaikeuttavat valokaarien tunnistusta. Valokaaren synnyttämät häiriöt ovat siten havaittavissa hyvin erilaisina eri PV-järjestelmissä. Sandia National Laboratoriesin mukaan vaihtosuuntaajat aiheuttavat häiriötä DC-kaapeleihin eniten alle 1 kHz:n taajuuksilla kun taas sarjavalokaari aiheuttaa tasaisesti jakautuneen laajakaistaisen virtahäiriön yli 1 kHz:n taajuuksille. Kuva 20 havainnollistaa valokaaren virran ja jännitteen taajuussisältöä. Sarjavalokaaren vaikutus on nähtävissä selvemmin valokaaren virtaspektristä kuin jännitespektristä. Sarjavalokaaren virtasärö on normaalia käyttötilannetta huomattavasti suurempi 300 Hz:n ja 300 kHz:n taajuuskaistalla. Vaihtosuuntaajalla varustetun PV-järjestelmän jännitespektrissä ei ole huomattavissa merkittäviä amplitudieroja.[27]

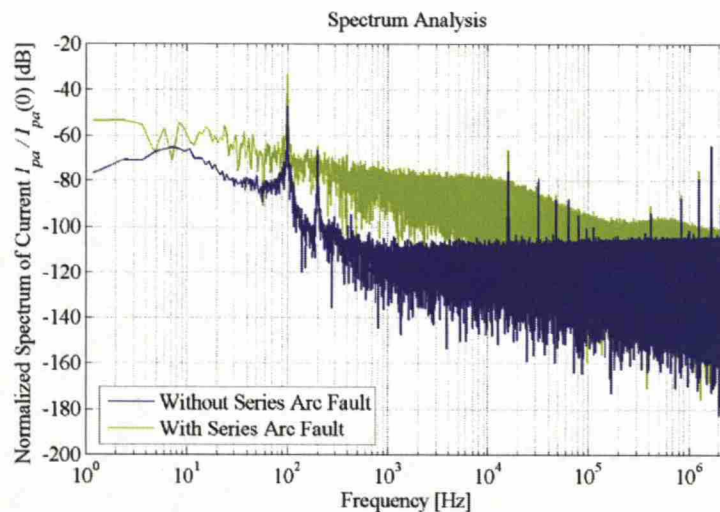
Strobl ja Meckler ovat myös tutkineet valokaaren aiheuttamia virtaspektrimuutoksia. Kuvassa 21 on esitetty yksi heidän tutkimustuloksistaan. Sarjavalokaaren aiheuttama virtasärö on huomattavasti suurempaa 100 Hz:n ja 1 MHz:n välillä. Virran amplitudi 1 kHz:n ja 10 kHz:n välillä on noin -80 dB. Amplitudi laskee huomattavasti 10 kHz:n ja 100 kHz:n välillä, mutta yli 100 kHz:n taajuuksilla virtasärö on silti suurempaa kuin normaalintoimintatilanteessa. Taajuusspektrissä olevat piikit



(a) Valokaaren virtaspektri.

(b) Valokaaren jännitespektri.

Kuva 20: Aurinkosähköjärjestelmän sarjavalokaaren virta- ja jännitespektri. Kuviin on piirretty sarjavalokaaren vaikutus sekä vaihtosuuntaajalla että resistiivisellä kuormalla varustetussa PV-laitoksessa.[27]



Kuva 21: Sarjavalokaaren virtaspektri Stroblin ja Mecklerin mukaan. Kuvassa vihreällä on piirretty PV-järjestelmän virtaspektri kun järjestelmässä on sarjavalokaari ja punaisella kun PV-laitoksessa ei ole valokaarta.[26]

selittyvät verkkotaajuuden ja vaihtosuuntaajan kytkentätaajuuden yliaaltoina sekä mittalaitteiden resonanssitajuuksina. 16 kHz:n kytkentätaajuuden yliaallot ovat nähtävissä aina 112 kHz:n asti.[26]

Sandia National Laboratoriesien ja Stroblin ja Mecklerin mukaan sarjavalokaari aiheuttaa virtaspektrin amplitudin kasvamisen 1-200 kHz:n taajuuksilla. Stroblin ja Mecklerin tutkimustulokset osoittavat, että sarjavalokaaren aiheuttaman virtahäiriön amplitudi pienenee noin 20 dB dekadia kohden 10 kHz:n ja 200 kHz:n välillä. Sama ilmiö on nähtävissä myös Sandia National Laboratoriesin tutkimuksista, jossa sarjavalokaari aiheuttaa noin 20 dB:n laskun dekadia kohti 3-300 kHz:n alueella. Lisäksi on huomattu, että sarjavalokaaren aiheuttama virtasäro ei riipu merkittävästi valokaaren paikasta PV-järjestelmässä [27].

Valokaarien aiheuttamia taajuusmuutoksia voidaan tutkia Fourier'n muutoksen lisäksi Wavelet-menetelmillä. Wavelet-menetelmiä on tutkittu esimerkiksi lentokoneiden valokaarivikojen tunnistuksessa ja valokaariuunien kunnonvalvonnassa. Wavelet-menetelmissä signaalin taajuussisältöä voidaan tutkia ajan funktiona eri resoluutiolla, jolloin nopeat muutokset ovat selkeämmin havaittavissa.[29]-[31]

4 Valokaaren tunnistaminen

Edellisessä luvussa tutustuttiin erilaisiin aurinkosähköjärjestelmän valokaariin ja valokaaren sammuttamisen peruseräkkeisiin. Aurinkosähköjärjestelmän turvallisuuden kannalta on erittäin tärkeää, että järjestelmän valokaaret pystytään tunnistamaan ja katkaisemaan. Valokaaret ovat jo nyt sytyttäneet useita tulipaloja [32]. Lisäksi palomiesten turvallisuuden takia on tärkeää, että tulipalon sattuessa valokaari voidaan katkaista tai sen paikka voidaan ilmoittaa. Valokaarien katkaisun kannalta valokaaren tyypin tunteminen on tärkeää, sillä väärä toimenpide valokaaren katkaisemiseksi saattaa vain voimistaa valokaarta.

Tässä luvussa esitetään NEC-standardin vaatimukset valokaaritunnistukselle sekä tutustutaan nykyisiin valokaaritunnistusmenetelmiin. Luvussa käsitellään lisäksi aurinkokennoston rakenteen vaikutusta valokaaritunnistukseen.

4.1 Kriteerit PV-järjestelmän valokaarien tunnistamiselle

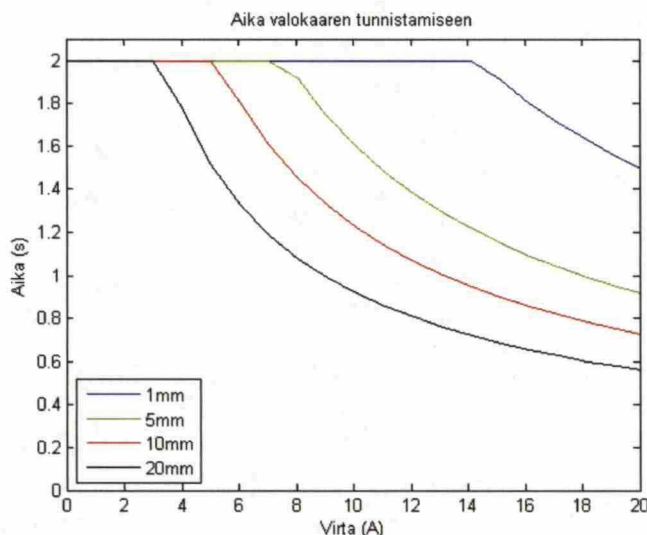
Yhdysvalloissa National Electric Code (NEC) lisäsi vuonna 2011 vaatimuksiinsa (NEC 690.11), että rakennuksien aurinkosähköjärjestelmät, joiden suurin DC-jännite ylittää 80 V, tulee varustaa valokaarentunnistusjärjestelmällä. NEC 690.11 mukaan PV-järjestelmän valokaaren tunnistuksen tulee täyttää seuraavat vaatimukset:

1. Järjestelmän tulee tunnistaa ja katkaista sarjavalokaaret johdoissa, liittimissä, aurinkokennoissa ja muissa PV-laitteiston komponenteissa.
2. Järjestelmän tulee katkaista tai poiskytkä toinen seuraavista
 - Vaihtosuuntaaja tai latauslaite vikaantuneesta virtapiiristä kun vika on havaittu.
 - Järjestelmän komponentit vikaantuneesta virtapiiristä.
3. Järjestelmä on uudelleenkytkettävä manuaalisesti.
4. Järjestelmässä tulee olla ilmoitin, josta on nähtävissä valokaarentunnistusjärjestelmän aktivoituminen. Ilmoitin tulee nollata manuaalisesti.[33]

Myös muut standardointilaitokset ovat kiinnittäneet huomioita valokaarien tunnistukseen PV-laitteistossa. Underwriters Laboratories (UL) -standardisimisjärjestö on perustanut työryhmän UL1699B-standardin laatimiseksi. Standardin tarkoituksena on määritellä vaatimukset, joiden avulla PV-järjestelmien valokaaren tunnistusjärjestelmää voidaan testata [35]. UL-standardin vaatimuksien mukaan sarja- ja rinnakkaisvalokaari tulee tunnistaa mahdollisimman nopeasti joko

- 2 sekunnissa tai
- sekuntimäärässä, joka saadaan jakamalla 750 (J) valokaaren virran (A) ja jännitteen (V) tulolla.

Kuvassa 22 on laskettu taulukon 1 tietojen avulla UL-standardin sallima aika valokaaren tunnistamiseksi eri valokaaren pituuksilla. Kuten kuvasta huomataan, mitä pidempi valokaari on tietyllä virralla, sitä nopeammin se tulee tunnistaa. Vaatimus valokaaritunnistuksen nopeudesta asettaa merkittäviä haasteita valokaaritunnistimen suunnittelulle. UL-standardointilaitoksen lisäksi IEC:n komiteassa IEC 23E WG2 suunnitellaan IEC-standardin IEC62606 vaatimuksia PV-laitteistojen valokaarisuojaukselle.



Kuva 22: Arvioitu aika valokaaren tunnistamiseen virran funktiona eri valokaaren pituuksilla.

Valokaaren katkaisemiseksi on tärkeä tunnistaa valokaaren tyyppi, jotta valokaari pystytään katkaisemaan. Kuten aikaisemmin mainittiin, väärä toiminta valokaaren katkaisemiseksi saattaa vain voimistaa valokaarta. Lisäksi tilanteissa, joissa valokaari on tunnistettu, olisi hyvä paikantaa valokaaren sijainti. Tällöin vain vikaantunut paneeli tai paneeliketju voitaisiin kytkeä pois ilman, että koko paneeliston tuottamaa tehoa menetettäisiin. UL-standardin mukaisen valokaaritunnistimen pitää tunnistaa valokaaret, joiden teho on 300 W tai 900 W 61 metrin etäisyydeltä [35].

Yllämainittujen ominaisuuksien lisäksi valokaaren tunnistusjärjestelmän toimintaa tulee arvioida järjestelmän turhien hälytysten perusteella. Valokaaritunnistimen virhetoiminta aiheuttaa lisäkustannuksia PV-laitteiston omistajalle menetetyn tuotannon takia. Tämän lisäksi toistuvien väärin hälytyksien vuoksi oikeat hälytykset saattavat jäädä huomiotta. Tunnistimen tulisi siis erottaa valokaaret muista PV-järjestelmän häiriöistä. Tämä voi olla hyvin vaikeaa, sillä aurinkopaneelisto toimii suurena antennina, johon radiolähetykset, kipinät tai hitsaaminen saattavat aiheuttaa häiriöitä. Vierekkäisten kaapelointien häiriöt saattavat siirtyä myös toisiin kaapeleihin parasiittisten kapasitanssien, kaapeleiden keskinäisinduktanssin tai resistiivisesti yhteisen maadoituksen kautta. Häiriöiden vaikutus valokaaritunnistuksen toimintaan on otettu huomioon UL1699B-standardissa [22] ja [35].

Häberlinin mukaan vaihtosuuntaajan ulkopuoliseen valokaaren tunnistukseen ja katkaisuun tarvitaan kalliita sähkömagneettisia DC-kytkimiä [34]. Eri tunnistus- ja katkaisumenetelmiä arvioitaessa tulee ottaa huomioon myös valokaaritunnistimen asennus- ja käyttökustannukset. Valokaaritunnistuksen kustannuksia on arvioitu luvun 4 lopussa. Tunnistusmenetelmiä vertaillen on syytä kiinnittää huomiota myös siihen onko valokaaren tunnistus mahdollista asentaa kohtuullisin kustannuksin jo olemassa oleviin aurinkosähkölaitoksiin. Uusien PV-laitteiden osalta vaatimukset valokaaren tunnistuksesta on helpompi täyttää kuin vanhojen laitteiden osalta. Tämän lisäksi olisi suotavaa, että valokaaritunnistin voitaisiin päivittää vaihtosuuntaajan ohjelmistopäivityksen yhteydessä. Tämä mahdollistaa valokaaritunnistuksen kehittämisen ja päivittämisen pienemmillä kustannuksilla.

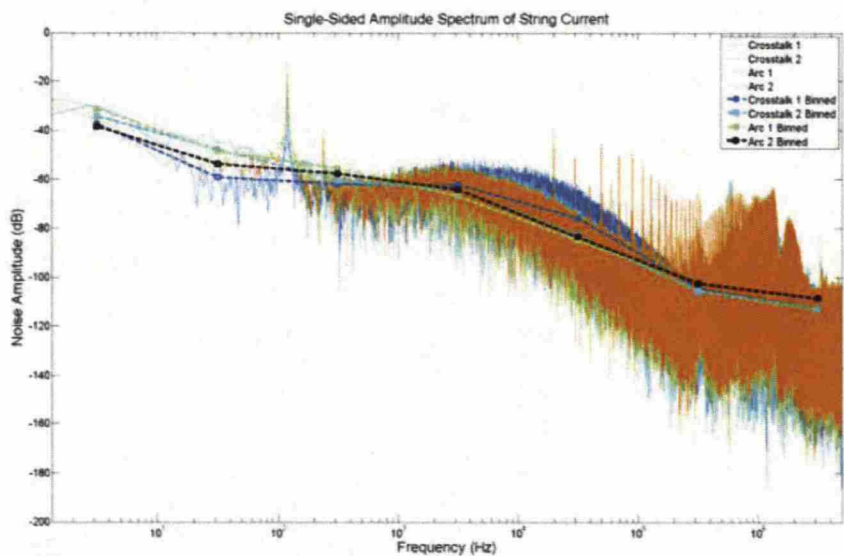
4.2 Aurinkosähköjärjestelmän rakenteen vaikutukset valokaarien tunnistamiseen

Aurinkosähköjärjestelmien rakenne vaihtelee huomattavasti käyttötarkoituksen mukaan. PV-laitosten rakennetta on käsitelty luvussa 2. Aurinkopaneelitopologia vaikuttaa mm. aurinkokennostossa tarvittavien liittimien ja paneelien lukumäärään sekä kaapeloinnin pituuteen. Aurinkokennoston liittimen ja paneelien lukumäärä voidaan kuitenkin arvioida pääpiirteittäin jo valitun vaihtosuuntaaja avulla. Esimerkiksi aurinkokennostossa, jossa on 5 kW:n moniketjuvaihtosuuntaaja, yksi aurinkopaneeliketju koostuu noin 10-30 kpl aurinkopaneelistä. Toisaalta aurinkokennostossa, jossa on keskusvaihtosuuntaaja, paneelien määrä on huomattavasti suurempi. Valokaaritunnistuksen integroiminen osaksi vaihtosuuntaajaa pienentäisi toimintaympäristöä, jossa valokaaritunnistimen pitää toimia.

Aurinkosähköjärjestelmän rakenne vaikuttaa myös siihen, miten erilaiset häiriöt kytkeytyvät järjestelmään. PV-järjestelmään voi kytkeytyä häiriöitä esimerkiksi korkeataajuisista radiolähetyksistä. PV-laitoksen ulkopuolisten häiriöiden kytkeytymisen lisäksi toisten aurinkopaneeliketjujen häiriöt voivat kytkeytyä tarkkailtavaan aurinkopaneeliketjuun. Sandia National Laboratoriesin mukaan toisessa paneeliketjussa tapahtuvan valokaaren virtahäiriö kytkeytyy tutkittavaan paneeliketjuun ja aiheuttaa siihen samanlaisia taajuuksialueen muutoksia kuin tutkittavassa paneeliketjussa tapahtunut sarjavalokaari. Kuvassa 23 on kuvattu kytkeytyneen häiriön ja paneeliketjussa tapahtuneen sarjavalokaaren taajuusominaisuuksia.[27]

Sandia National Laboratoriesin mukaan sarjavalokaaren paikka ei vaikuta valokaaren aiheuttaman virtahäiriön taajuussisältöön [27]. Vaikka sarjavalokaaren paikalla ei ole merkitystä valokaaren tunnistamiseen, kaapelin pituuden muuttuminen vaikuttaa havaittavaan virtasäröön. Aurinkosähköjärjestelmän kaapeloinnin suodatus muuttuu mm. kaapeloinnin pituuden, positiivisen ja negatiivisen johtimien välisen etäisyyden sekä johtimen halkaisijan muuttuessa. Eritajuiset signaalit suodatuvat eri tavalla eripituisissa kaapeleissa. Kuvassa 24 on esitetty erään PV-laitoksissa käytetyn kaapelin impedanssin itseisarvo taajuuden funktiona eri kaapelin pituuksilla.

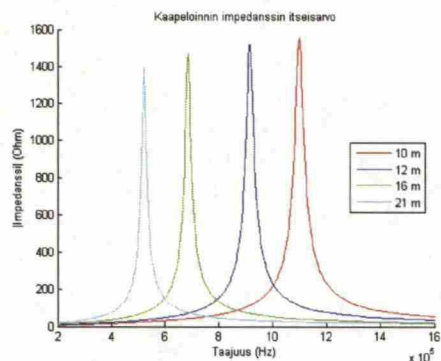
Kuten kuvasta 24a huomataan, PV-järjestelmän kaapeloinnin vaimennus on pieni matalilla taajuuksilla. Kun kaapelin pituus kasvaa, impedanssin itseisarvon maksi-



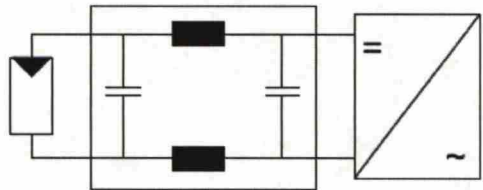
Kuva 23: Sarjavalokaaren aiheuttaman virtahäiriön kytkeytyminen tutkittavaan paneeliketjuun. Kuvan siniset (sininen ja vaaleansininen) katkoviivat kuvaavat kahta toisesta paneeliketjusta kytkeytynyttä häiriötä. Mustalla ja vihreällä katkoviivalla on merkitty valokaaren aiheuttamaa virtahäiriötä kahdessa tapauksessa.[27]

mikohta siirtyy kohti pienempiä taajuuksia ja samalla impedanssin itseisarvon maksimiarvon pienentyy. Aurinkosähköjärjestelmän kaapeloinnin vaimennuksen maksimiarvo saattaa olla valokaaren aiheuttaman häiriön kanssa samalla taajuusalueella. Kaapeleiden suodatus on kuitenkin suuri vain kapealla taajuuskaistalla kun taas valokaaren aiheuttama häiriö esiintyy laajalla taajuuskaistalla.

Johnson et al. mukaan kaapeloinnin vaikutus aurinkokennoston taajuusvaste-



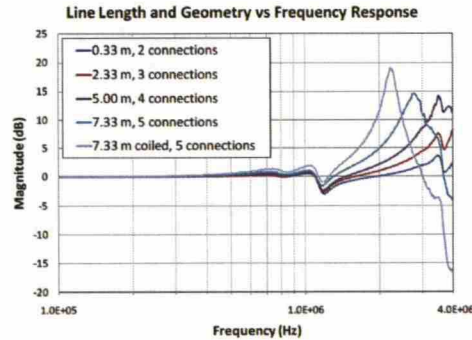
(a) Aurinkosähköjärjestelmän kaapeloinnin pituuden vaikutus aurinkosähköjärjestelmän impedanssin itseisarvoon.



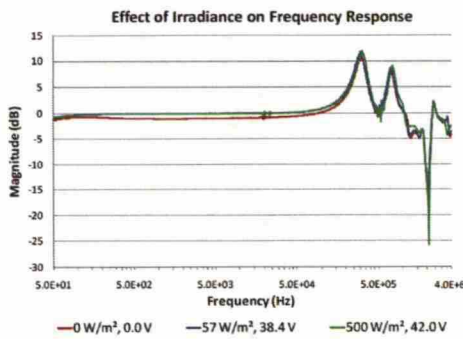
(b) Yksinkertaistettu aurinkosähköjärjestelmän kaapelimalli impedanssin laskemiseksi.

Kuva 24: Aurinkosähköjärjestelmän impedanssin itseisarvon muuttuminen taajuuden funktiona eri kaapelin pituuksilla.

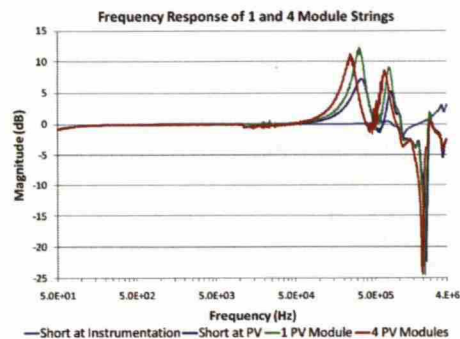
seen on pieni alle 500 kHz:n taajuuksilla [28]. He lisäävät, että kaapeloinnin pidentyessä ja liittimien määrän kasvaessa taajuusvasteen amplitudi kasvaa ja siirtyy pienemmille taajuuksille. Kuvassa 25a on havainnollistettu tilannetta.



(a) Kaapelin pituuden ja liittoksien lukumäärän vaikutus taajuusspektriin.



(b) Säteilyn vaikutus aurinkokennoston taajuusvasteeseen.



(c) Aurinkopaneelien lukumäärän vaikutus aurinkokennoston taajuusvasteeseen.

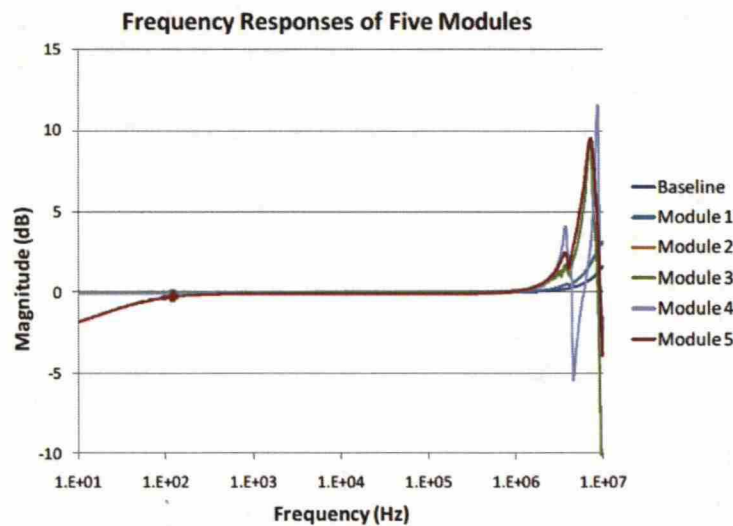
Kuva 25: Aurinkokennoston taajuusvaste kaapeloinnin, säteilyn ja paneelien lukumäärän muuttuessa. [28]

Johnson et al. ovat tutkineet kaapeloinnin vaikutuksen lisäksi yksikiteisten aurinkopaneelien lukumäärän ja säteilyn vaikutusta PV-järjestelmän taajuusvasteeseen. Kuvissa 25b ja 25c on esitetty heidän tutkimustuloksensa. Paneelien lukumäärän kasvaessa taajuusvasteen amplitudi pienenee ja siirtyy matalammille taajuuksille. Vaimennus noin 2 MHz:n taajuudella johtuu koejärjestelystä. Säteilyn vaikutus PV-järjestelmän taajuusvasteeseen on hyvin pieni, kuten kuvasta 25b on havaittavissa.[28]

Markkinoilla on eri tekniikoihin perustuvia aurinkopaneeleita. Valokaaritunnistuksen tulisi toimia jokaisessa aurinkopaneelityypissä luotettavasti. Johnson et al. tutkivat artikkelissaan myös eri paneelityyppien vaikutusta aurinkokennoston taajuusvasteeseen. Mittauksissa tutkijat käyttivät taulukon 2 paneeleja. Kuten kuvasta 26 huomataan, erityyppisten aurinkopaneelien taajuusvaste on hyvin samanlainen 1 kHz:n ja 1 MHz:n välillä.

Taulukko 2: Johnson et al. käyttämät paneelityypit.[28]

Paneeli	Tyyppi	$P_{max}(W)$	$I_{sc}(A)$	$U_{oc}(V)$
1	p-Si	47,8	3,13	21,73
2	c-Si	72,3	5,46	19,1
3	c-Si	75	4,8	21,7
4	c-Si	200	5,4	47,8
5	a-Si	43,0	0,40	194



Kuva 26: Eri paneelityyppien taajuusvaste. Moduulinumerot ovat taulukon 2 mukaiset. Perustilanne mitattiin ilman aurinkopaneeleja. Eri paneelityyppien taajuusvaste on hyvin samanlainen 1 kHz:n ja 1 MHz:n välillä. [28]

Johnson et al. esittävät artikkelissaan, että 1-100 kHz:n taajuuskaista olisi paras valokaarien tunnistamiselle. Yli 100 kHz:n taajuuksilla kennoston RF-häiriöt ovat suurempia kuin matalammilla taajuuksilla. Tämän lisäksi taajuusvaste on tasaisempi alle 100 kHz:n taajuuksilla riippumatta säteilystä, paneelityypistä ja paneelien lukumäärästä. Johnson et al. lisäävät vielä, että aurinkokennoston tehon muuttuminen näkyy alle 1 kHz:n taajuuksilla, mutta ei suuremmilla taajuuksilla.[28]

Paneeliston rakenteen lisäksi myös vaihtosuuntaajan EMC-emissiot vaikeuttavat valokaaren tunnistamista. Voidaankin siis todeta, että valokaaren syttyminen synnyttää tietynlaisen häiriön, mutta häiriö, joka on havaittavissa, poikkeaa huomattavasti alkuperäisestä häiriösignaalista.

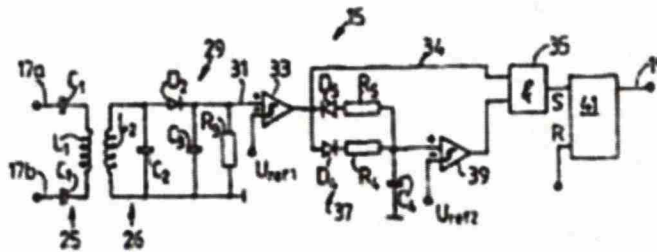
4.3 Nykyiset menetelmät valokaarien tunnistamiseksi

Aurinkosähköjärjestelmän valokaarien tunnistukseen on tehty 2000-luvulla useita patenteja. Valokaarien tunnistaminen voi perustua joko resonanssiipiireihin, joilla havaitaan tietyn taajuiset muutokset, tai virta- ja jännitetasojen äkilliseen muutoksen tunnistamiseen. Seuraavassa esitellään patentoituja menetelmiä valokaarien tunnistamiseksi.

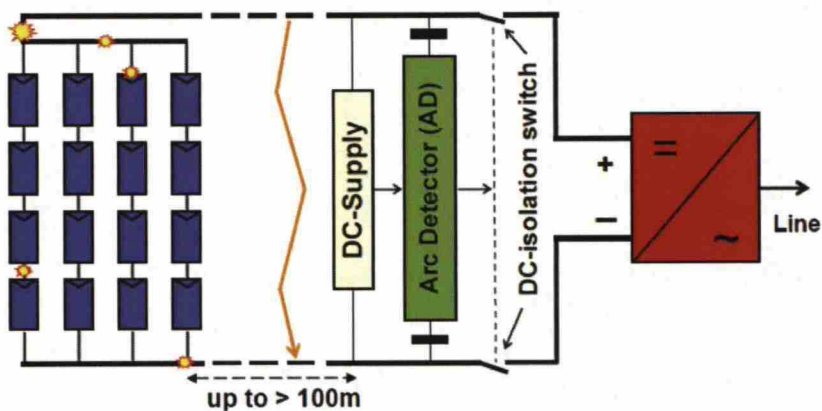
4.3.1 Analogiseen resonanssiipiiriin perustuvat tunnistusmenetelmät

Alpha Real

Alpha Real patentoi vuonna 1995 valokaaritunnistimen sarjavalokaarien ja rinnakkaisten valokaarien tunnistamiseen (patentti WO1995/25374A1). Tunnistimen toiminta perustuu kahteen värähtelypiiriin, joilla pystytään tunnistamaan valokaaren aiheuttamat taajuusmuutokset. Piiri on viritetty toimimaan satojen kilohertzien toiminta-alueella. Froniuksen patenttihakemuksen mukaan valokaaritunnistin on analoginen piiri, jossa on kaksi induktiivisesti kytkettyä värähtelypiiriä, kaksi komparaattoria ja viivepiiri [36]. Kuvassa 27a on kuvattu Alpha Realin patentoiman valokaaritunnistimen värähtelypiiri.[36]



(a) Alpha Realin valokaaritunnistimessa käytetty värähtelypiiri.[37]



(b) Kaaviokuva valokaaritunnistimen kytkennästä aurinkosähköjärjestelmässä. [34]

Kuva 27: 1990-luvulla kehitetty valokaarentunnistin.[34]

Kuvassa 27b on esitetty kaaviokuva valokaaritunnistimen kytkennästä aurinko-sähköjärjestelmään. Valokaaritunnistin ottaa käyttöjännitteensä suoraan PV-järjestelmästä. Valokaaren syttyessä valokaaritunnistin erottaa vaihtosuuntaajan aurinkokennostosta erillisen DC-kytkimen avulla. Vaikka valokaaritunnistimella pystytään tunnistamaan valokaaria 200 metrin etäisyydeltä, menetelmän haittapuolena on sen korkea hinta ja alttius PV-järjestelmän häiriöille. Häberlin mainitsee, että vaihtosuuntaajan EMC-häiriöiden takia PV-järjestelmässä tarvitaan erillisiä suodattimia, jotta tunnistin toimisi oikein. EMC-ongelmien lisäksi vaihtosuuntaajan käynnistymisen ja sammuminen aiheuttaa ongelmia autonomisen valokaaritunnistimen toimintaan. Valokaaritunnistin ei pysty erottamaan vaihtosuuntaajan käynnistys- ja sammutushäiriötä valokaaren aiheuttamista häiriöistä.[34]

Froniuksen patenttihakemuksessa huomautetaan lisäksi, että analogiseen tekniikkaan perustuvan resonanssipiirin toimintaa ei voida säätää eikä jatkokehittää parametrien muutoksilla [36]. Ongelmien korjaamiseksi Häberlin esittää, että valokaaritunnistimeen tulisi lisätä digitaalinen tunnistusyksikkö (intelligent detection unit, IDU), joka analysoisi tarkemmin saapuvaa signaalia ja huomioisi vaihtosuuntaajan toimintatilan. Tämän lisäksi Häberlin toteaa, että erillisen valokaaritunnistimen integroiminen osaksi vaihtosuuntaajan säästäisi huomattavasti kustannuksia, sillä valokaaren katkaisuun ei tarvittaisi erillistä DC-kytkintä, vaan vaihtosuuntaajan tehopuolihoiteilla voitaisiin saavuttaa sama toiminta.[34]

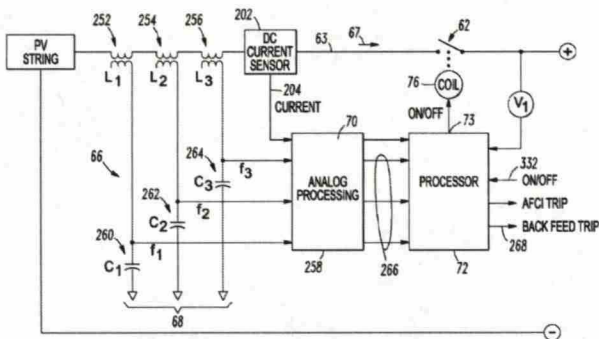
4.3.2 Digitaaliset menetelmät valokaarien tunnistamiseksi taajuusspekt-rin muutoksien avulla

Digitaalitekniikan kehittymisen myötä aikatason signaaleita voidaan tutkia mikroprossessorien avulla reaaliaikaisesti taajuustasossa esimerkiksi FFT-algoritmien (fast fourier transform, nopea fourier'n muunnos) avulla. Seuraavassa käydään läpi digitaalisia menetelmiä, jotka perustuvat valokaaren tunnistamiseen taajuustason muutoksista.

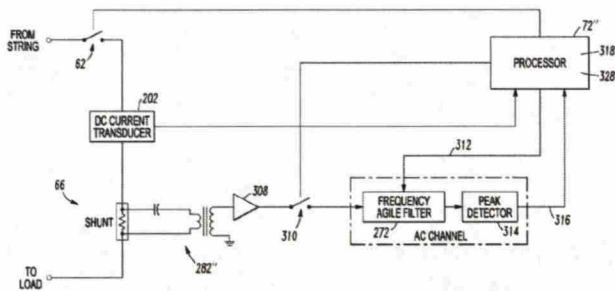
Hasting et al.

Hasting et al. ovat hakeneet patenttia PV-järjestelmien valokaarien tunnistusmenetelmälle (patentti US2011/0141644 A1). Patentissa esitelty menetelmä perustuu valokaaren aiheuttamien taajuusmuutoksien havaitsemiseen. Heidän menetelmässään aurinkopaneelilta tulevasta virrasta valitaan tietyt taajuudet, joiden amplitudia verrataan ohjearvoon. Jos mitatut arvot ylittävät ohjearvon riittävän usein, järjestelmä varoittaa valokaaresta ja katkaisee sen. Taajuuksien valitseminen voidaan tehdä joko analogisella piirillä tai digitaalisesti. Kuvassa 28 on esitetty kaksi esimerkkiä valokaaren tunnistamiseksi.

Kuvien 28a ja 28b piirien lisäksi valokaari voidaan tunnistaa piirillä, jossa kuvan 28b taajuussäädettävä suodatin (frequency agile filter) on korvattu yhdellä tai useammalla laajakaistaisella suodattimella. Useampien taajuuksien tutkimisella voidaan pienentää turhien valokaarihälytysten määrää. Hasting et al. suosittelevat, että tarkkailtavat taajuudet f_1 , f_2 ja f_3 valitaan siten, että taajuus f_3 on 10-30-kertaa suurempi kuin taajuus f_1 .

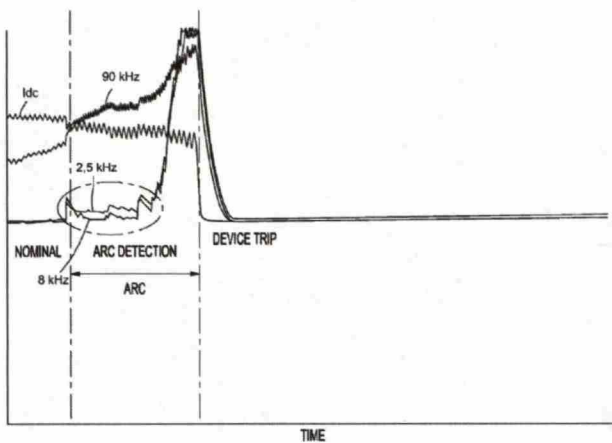


(a) Hasting et al. esittämä LC-piiriin perustuva metodi valokaarien tunnistamiseksi.



(b) Hasting et al. esittämä digitaalinen metodi valokaarien tunnistamiseksi.

Kuva 28: KytKentä valokaareen tunnistamiseksi patentissa US2011/0141644 A1.[38]



Kuva 29: Resonanssipiirien virta eritaajuisilla virityspiireillä valokaaren aikana.[38]

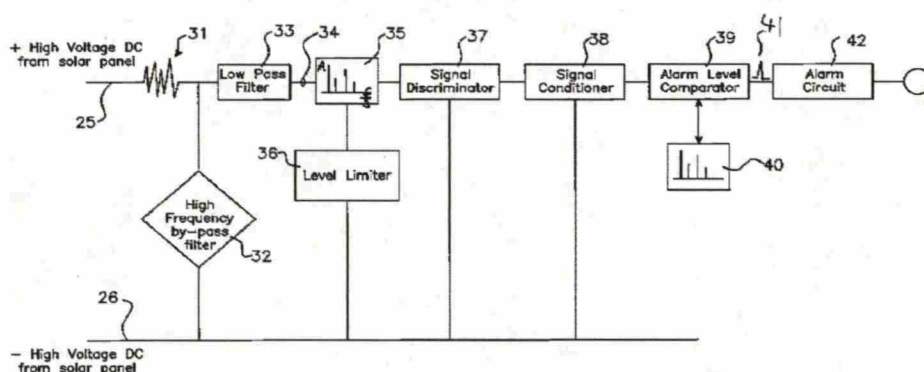
Kuvassa 29 on esitetty resonanssipiirien virtojen käyttäytyminen eri viritystaajuuksilla. Kuvaan on piirretty myös tasavirta I_{dc} . Valokaari on tunnistettavissa DC-virran vaihtelun kasvamisen lisäksi myös 2,5 kHz:n ja 8 kHz:n signaalien normaalia

korkeammasta tasosta, ja niiden vaihtelun lisääntymisestä verrattuna normaaliin toimintatilanteeseen. 90 kHz:n signaalin huomattavasti 2,5 kHz:n ja 8 kHz:n signaaleja korkeampi lähtötaso selittyy vaihtosuuntaajan korkeataajuisilla häiriöillä.

Kuten aikaisemmin mainittiin, vierekkäisten paneeliketjujen kaapelointien paraasiittisten kapasitanssien takia paneelin häiriöt voivat siirtyä paneeliketjusta toiseen. Tämän takia valokaaren aiheuttama häiriö ei kulje kokonaisuudessaan vaihtosuuntaajaa kohti, vaan osa valokaaren aiheuttamasta häiriöstä voi kulkeutua vaihtosuuntaajalle muiden paneeliketjujen kautta. Hasting et al. ehdottavat menetelmässään, että vaihtosuuntaajan ja paneeliston kytkentälaitteiston välille lisätään rinnakkainen kondensaattori, jotta paneelistojen välistä ylikuulumista voidaan pienentää.[38]

Solar Developments

Solar Developments Pty Ltd jätti Australian patenttitoimistoon vuonna 2010 patenttihakemuksen AU2010101074B4 valokaarien tunnistamisesta tasasähköisissä aurinkosähköjärjestelmissä. Kaaviokuva patentoidusta menetelmästä valokaaren tunnistamiseksi on esitetty kuvassa 30.

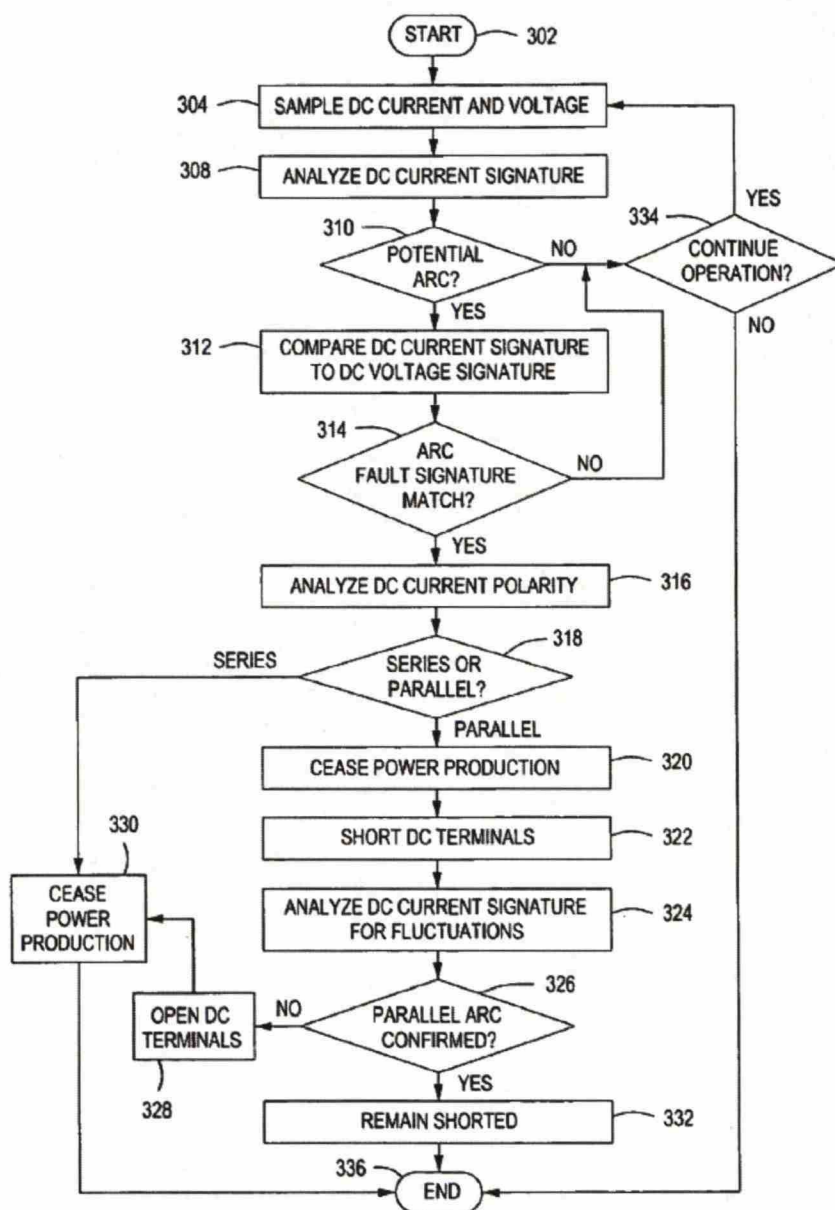


Kuva 30: Menetelmä valokaarien tunnistamiseksi.[39]

Kuvassa 30 esitettyssä menetelmässä valokaaritunnistin lisätään aurinkosähköjärjestelmän positiivisen ja negatiivisen jännitteen välille. Aurinkokennostosta tuleva häiriösignaali suodatetaan kaistanpäästösuolettimen ja alipäästösuolettimen avulla. Valokaari tunnistetaan vertaamalla suodatetun signaalin amplitudia ohjearvoon. Patentin perusteella valokaari tunnistetaan tietyllä taajuuskaistalla. Patentissa kuitenkin huomautetaan, että valokaaren pituus vaikuttaa taajuuteen, jolla muutokset näkyvät.[39]

Enphase Energy

Enphase Energy on patentoinut menetelmän aurinkosähköjärjestelmien valokaarien tunnistamiseksi. Patenttihakemus US2011/0019444A1 on julkaistu tammikuussa 2011. Enphasen menetelmä perustuu aurinkokennon tuottaman virran ja jännitteen analysointiin. Valokaaritunnistus on ohjelmoitu osaksi paneeli-integroitua vaihtosuuntaajaan.[40]



Kuva 31: Enphase Energyn patentoima metodi valokaarien tunnistamiseksi.[40]

Kuvassa 31 on esitetty Enphase Energyn valokaarien tunnistusmenetelmä. Algoritmin alussa aurinkopaneelin tuottama DC-virta ja -jännite näytteistetään. Näytteistettävä signaali on ennen näytteistystä suodatettu joko analogisella tai digitaalisella suodattimella. Näytteiden sekä virran ja jännitteen aikaisempien arvojen avulla muodostetaan DC-virralla ominaiskäyrä. Ominaiskäyrän derivaatan kääntymisen ja muiden nopeiden muutoksien perusteella päätellään onko valokaari mahdollinen PV-järjestelmässä. Mikäli valokaaren vaaraa ei ole, vaihtosuuntaajan toiminnan jatkumista analysoidaan mm. järjestelmän aiheuttamien hälytyksien määrän perusteella. Jos on mahdollista, että valokaari palaa PV-järjestelmässä, tunnistusalgoritmi vertaa DC-virran ominaiskäyrää jännitteen ominaiskäyrään. Mikäli niiden vastavuudessa on eroja, järjestelmä olettaa valokaaren syttyneen. Tässä vaiheessa myös virran ja jännitteen tuloarvoja verrataan vaihtosuuntaajan teho-ohjeeseen.

Seuraavaksi algoritmi luokittelee valokaaren virran suunnan perusteella joko sarjaksi tai rinnakkaisvalokaareksi. Jos DC-virta pysyy positiivisena, valokaari tunnistetaan sarjavalokaareksi. Toisaalta jos virran suunta muuttuu negatiiviseksi, kyseessä on rinnakkaisvalokaari. Valokaaren luokittelun perusteella säädetään vaihtosuuntaajan toimintaa. Järjestelmä pyrkii varmistamaan, että tunnistettu valokaari on tunnistettu oikein analysoimalla virran muutoksia vaihtosuuntaajan DC-napojen ollessa oikosuljettuja. Jos ominaiskäyrä vaihtelee hitaammin kuin ennalta määritetty raja-arvo, algoritmi varmistuu rinnakkaisesta valokaaresta, ja DC-navat pysyvät oikosuljettuna. Jos vaihtelu on nopeampaa kuin raja-arvon arvo, järjestelmässä on sarjavalokaari. Sarjavalokaari sammutetaan avaamalla oikosuljetut DC-navat.[40]

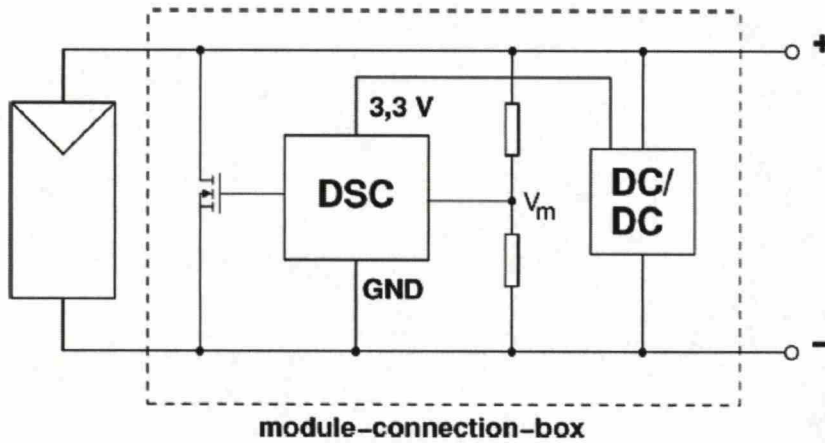
Enphasen metodissa valokaarien tunnistukseen käytetään myös menetelmää, jossa valokaaret tunnistetaan aurinkopaneelien nopeiden tehomuutoksien avulla. Tehon tarkastelussa tutkitaan tehoa muutamien mikrosekuntien ajan. Jos teho ei korreloi vaihtosuuntaajan teho-ohjeen kanssa, järjestelmä käynnistää kuvassa 31 kuvatun menetelmän.

Valokaaritunnistuksen integroiminen vaihtosuuntaajaan heti aurinkokennon taakse pienentää aurinkosähköjärjestelmän rakeenteen vaikutusta valokaaritunnistukseen. Valokaaren aiheuttama häiriö suodattuu vähemmän kuin muissa PV-topologioissa. Tämän lisäksi valokaaritunnistuksessa voidaan käyttää hyödyksi myös muiden paneelien tietoja esimerkiksi sääolosuhteiden muuttumisesta. Paneeli-integroitu valokaaritunnistus helpottaa myös valokaaren paikantamista aurinkosähköjärjestelmästä. Toisaalta paneelikohtainen valokaaritunnistus lisää PV-järjestelmän kustannuksia.

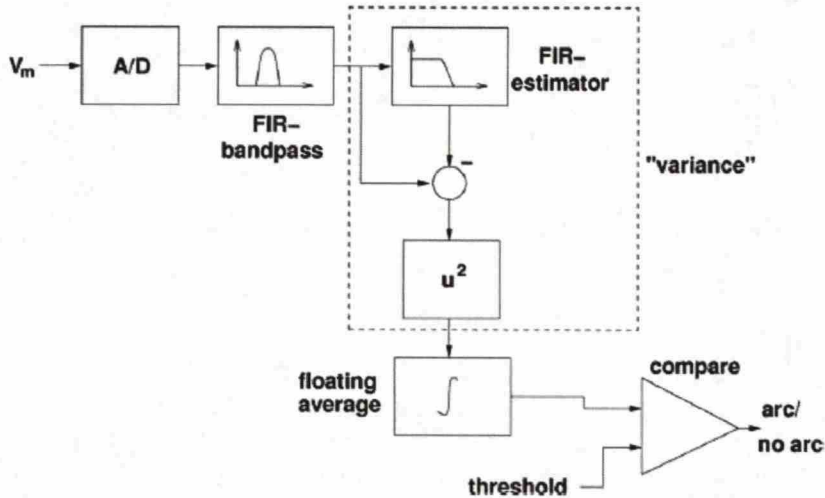
Schimpf ja Norum

Schimpf ja Norum ovat myös esittäneet valokaarien tunnistusmenetelmän, joka perustuu aurinkopaneelin rinnalle kytkettävään tunnistimeen. Heidän menetelmänsä perustuu aurinkopaneelin jännitteen suodattamiseen ja jännitesignaalin varianssin laskemiseen. Tunnistuksessa käytetään liukuvaa varianssia, joka kertoo kuinka satunnainen mitattu arvo on verrattuna sen edeltäjiin.[23]

Kuvassa 32a on esitetty kaaviokuva Schimpfin ja Norumin esittämästä tunnistustavasta. Kuvassa DSC tarkoittaa digitaalista signaalihojainta (digital signal cont-



(a) Kaaviokuva paneeli-integroidusta valokaaritunnistuksesta.



(b) Lohkokaavio tunnistusalgoritmin toteutuksesta.

Kuva 32: Schimpf ja Norumin esittämä menetelmä valokaarien tunnistamiseksi.[23]

roller). Tunnistin liitetään suoraan aurinkopaneelin taakse ja valokaaritunnistin saa käyttöjännitteensä suoraan aurinkopaneelistä. Tutkittava jännite V_m muodostetaan kapasitiivisten tai resistiivisten komponenttien avulla aurinkopaneelin jännitteestä. Lisäksi kuvassa on esitetty puolijohdekytkin, jolla aurinkopaneeli voidaan tarvittaessa oikosulkea valokaaren sammuttamiseksi. Kuvan kytkentään voitaisiin lisätä myös puolijohdekytkin, joka olisi kytketty aurinkopaneelin kanssa sarjaan. Tällöin järjestelmällä voitaisiin sammuttaa myös aurinkopaneelin sisäisiä sarjavalokaaria. Tämä kuitenkin lisäisi järjestelmän häviöitä.[23]

Kuvassa 32b on esitetty tunnistusalgoritmin tekeminen äärellisen impulssivasteen FIR-suodattimien (Finite impulse respond) avulla. 50 kHz:n taajuudella A/D-muunnettu signaali suodatetaan FIR-kaistanpäästösuodattimella. Kaistanpäästö-

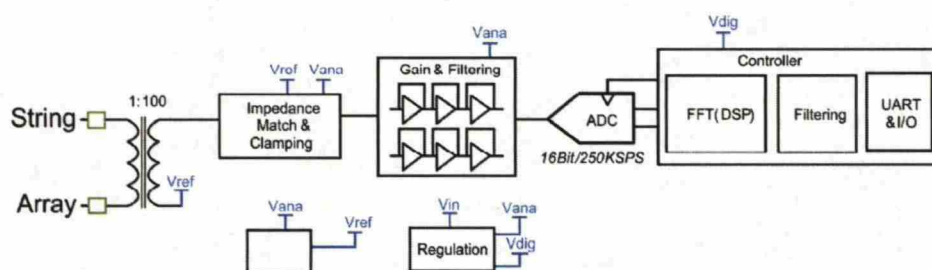
suodattimella päästetään läpi taajuudet välillä 1-7,5 kHz. Signaalin suodattamisen jälkeen signaalista lasketaan varianssi. Varianssin laskentaan käyttäen estimaattorina FIR-alipäästösuodatinta, joka on viritetty 10 kHz:n taajuudelle. Lopuksi järjestelmässä lasketaan varianssin liukuva keskiarvo. Keskiarvon ylittäessä tietyn raja-arvon järjestelmä ilmoittaa valokaaresta.[23]

Schimpfin ja Norumin esittämä menetelmä on järkevä paneeli-integroitujen vaihtosuuntaajien yhteydessä, mutta ketju- tai keskusvaihtosuuntaajien tapauksessa ei ole kustannustehokasta lisätä valokaaritunnistusta erikseen jokaiseen aurinkopaneeliin. Schimpf ja Norum kertovatkin artikkelissaan, että valokaaria voitaisiin tunnistaa myös valokaaren tehospektritiheyden (power spectral density, PSD) avulla. PSD-menetelmä voisi soveltua ketju- ja keskusvaihtosuuntaajiin, niiden suuremman laskentatehon takia.

Schimpfin ja Norumin esittämä tunnistusmenetelmä perustuu aurinkopaneelin jännitteen tutkimiseen. Stroblin ja Mecklerin mittaustuloksien perusteella kuitenkin jännitteen häiriöt eivät poikkea normaalin toimintatilanteen häiriöistä yhtä merkittävästi kuin virtahäiriöt. Tämän vuoksi on yllättävää, että Schimpfin ja Norumin ehdottama valokaaritunnistin perustuu juuri jännitemittaukseen.

National Semiconductor

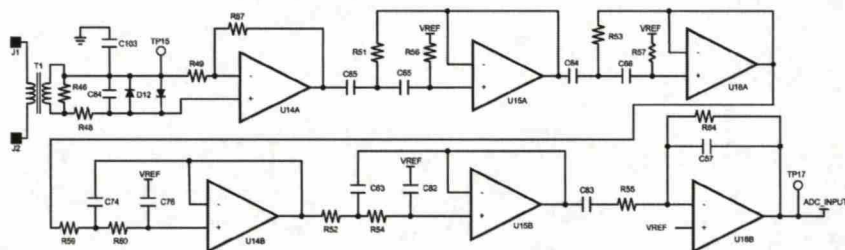
National Semiconductorin mukaan valokaari aiheuttaa PV-järjestelmän virtaan Gaussin jakauman mukaan jakautuneen virtasärön useiden megahertzien taajuuskaistalle. Koska yli 200 kHz:n taajuuksilla PV-järjestelmän rakenne vaikuttaa huomattavasti virtasäröön, National Semiconductorin testipiirissä SolarMagic SM73201 DC Arc Detection Evaluation Board valokaari tunnistetaan 40-100 kHz:n taajuuskaistalta. Samalla taajuuskaistalla voi olla kuitenkin muitakin häiriötä kuin valokaarien aiheuttamat häiriöt. Nämä häiriöt poistetaan National Semiconductorin menetelmässä digitaalisesti A/D-muunnoksen jälkeen. Kuvassa 33 on esitetty periaatteellinen kuva National Semiconductorin valokaaritunnistuksen toiminnasta.[41]



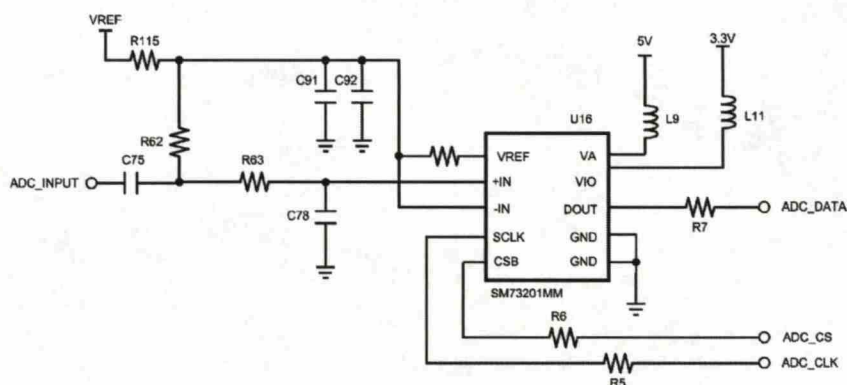
Kuva 33: Kaaviokuva National Semiconductorin valokaaren tunnistusmenetelmästä.[41]

National Semiconductorin testikortti valokaaren tunnistamiseksi koostuu muuntajasta, jonka ensiöpuolella kulkee PV-järjestelmän virta. PV-järjestelmän virrasta muuntajan toisiopuolelle siirtyy virran häiriöt, jotka vahvistetaan ja suodatetaan ennen A/D-muunnosta. Kuvassa 34a on kuvattu testikortin suodatus- ja vahvistuspiiri.

16-bittinen A/D-muunnos tehdään kuvan 34b mukaisesti National Semiconductorin SM73201 piirillä, joka muuntaa analogisten jännitteiden $IN+$ ja $IN-$ erotuksen digitaaliseksi [42].



(a) Häiriösignaalin suodatus ja vahvistus.



(b) A/D-muunnos.

Kuva 34: Suodatus ja A/D-muunnos National Semiconductorin testikortissa valokaarien tunnistamiseksi. [41]

A/D-muuntintimen lähdöstä saatava tieto (Kuvassa 34b lähtö ARC_DATA) FFT-muunnetaan ja suodatetaan mikrokontrollerin avulla. Suodatetusta signaalista voidaan tunnistaa PV-järjestelmän valokaari.

4.3.3 Digitaaliset menetelmät valokaarien tunnistamiseksi jännite- ja virtatasojen muutoksen avulla

Hamilton

Valokaaria voidaan tunnistaa myös valokaaren aiheuttamien jännite- ja/tai virtamuutosten avulla. Patentti EP1 796 238 A2 esittelee menetelmän, jossa sarjavalokaari tunnistetaan ohjelmistomoduulin avulla. Ohjelmisto laskee aritmeettisen keskiarvon virrasta. Jos kahden peräkkäisen aikajakson virran erotus on suurempi kuin tietty raja-arvo, lisätään laskimen arvoa yhdellä. Toisaalta jos kahden peräkkäisen keskiarvon erotus on raja-arvoa pienempi, laskimen arvoa lasketaan yhdellä. Sarjavalokaari tunnistetaan kun laskimen arvo on ylittänyt tietyn rajan.[36],[43]

Rinnakkaiset valokaaret tunnistetaan aikajakson minimi- ja maksimiarvojen avulla. Jokaisella ajanjaksolla valokaaritunnistin laskee virran minimi- ja maksimiarvojen

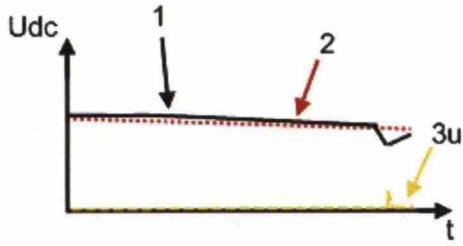
erotuksen. Jos erotus on suurempi kuin tietty raja-arvo, laskurin arvoa kasvatetaan yhdellä. Toisaalta jos erotus on pienempi kuin raja-arvo, laskurin arvoa vähennetään yhdellä. Rinnakkainen valokaari tunnistetaan kun laskimen arvo ylittää tietyn ennalta määritellyn arvon.[36],[43]

Edellä kuvatun menetelmän ongelma on kuitenkin se, että valokaari tunnistetaan vasta useamman hälytyksen jälkeen. Jos raja-arvot ovat säädetty liian korkeiksi, on vaarana, että valokaari ehtii aiheuttaa vahinkoa ennen tunnistamista. Tämän lisäksi järjestelmä vaati toisen järjestelmän valokaaren sammuttamiseksi.

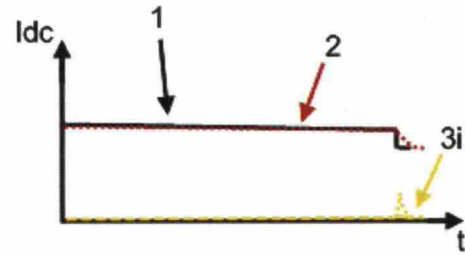
Fronius

Fronius GmbH:n patentti AT 509 251 A1 käsittelee valokaarien tunnistamista aurinkosähköjärjestelmissä. Froniuksen patentti perustuu jännitteen ja virran muutoksien havaitsemiseen. Tämän lisäksi patentissa on kiinnitetty huomioita muutoksien nopeuteen. Valokaari aiheuttaa nopeamman muutoksen virrassa ja jännitteessä kuin sääolosuhteiden muuttuminen.[36]

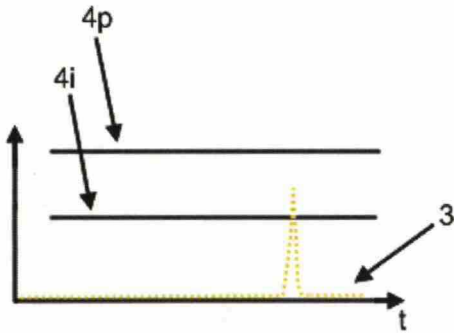
Menetelmässä aurinkosähköjärjestelmän virrasta ja jännitteestä lasketaan keskiarvot tietyn ajanjakson aikana. Peräkkäisiä keskiarvoja verrataan toisiinsa nopeiden muutoksien tunnistamiseksi. Tämän lisäksi jännitteestä ja virrasta lasketaan digitaalisen alipäästösuodattimen avulla myös pidemmän ajan painotettu keskiarvo, jossa aikaisempien mittaustuloksien painoarvo on suurempi. Valokaaren aiheuttamat muutokset PV-järjestelmän virrassa ja jännitteessä vaikuttavat nopeasti lyhyen aikavälin keskiarvoon. Valokaaren vaikutus pitkän ajan keskiarvoon on kuitenkin pienempi, koska aikaisemmillä mittaustuloksilla on suurempi painoarvo. Valokaari on siten tunnistettavissa vertaamalla eri aikajaksojen keskiarvoja. Alipäästösuodatin voidaan säätää siten, että säteilyominaisuuksien muutokset on erotettavissa valokaarista. Lyhyen ajan keskiarvon on merkitty kuviin 35a ja 35b numerolla 1 ja pidemmän ajan keskiarvo numerolla 2.[36]



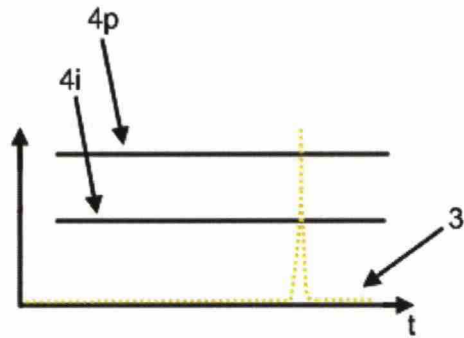
(a) Jännitehälytyssignaalin muodostuminen. Jännitehälytyssignaali $3u$ lasketaan pitkän aikavälin jännitekeskiarvon 2 ja lyhyen ajan jännitekeskiarvon 1 erotuksena.



(b) Virtahälytyssignaalin muodostuminen. Virtahälytyssignaali $3i$ lasketaan pitkän aikavälin virtakeskiarvon 2 ja lyhyen ajan virtakeskiarvon 1 erotuksena.



(c) Sarjavalokaaren tunnistaminen hälytys-signaalista. Hälytyssignaali 3 ylittää sarjavalokaaren hälytysrajan $4s$.



(d) Rinnakkaisvalokaaren tunnistaminen hälytys-signaalista. Hälytyssignaali 3 ylittää rinnakkaisvalokaaren rajan $4p$.

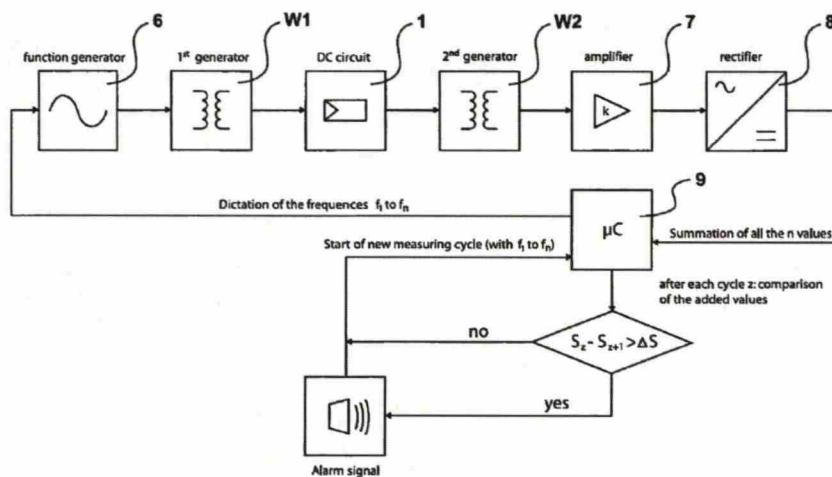
Kuva 35: Valokaaren tunnistaminen patentissa AT 509 251 A1.[36]

Kuvan 35 merkinnöin, jännitetunnistussignaali $3u$, lasketaan jännitteen pitkäaikaisen, signaali 2, ja lyhytaikaisen keskiarvon, signaali 1, erotuksena. Valokaaren aiheuttama muutos PV-järjestelmän jännitteeseen näkyy nopeasti signaalissa 1, mutta ei signaalissa 2. Vastaavalla tavalla voidaan laskea virtahälytyssignaali $3i$. Jännite- ja virtatunnistussignaalien tulona saadaan signaali, jonka perusteella valokaari tunnistetaan ja luokitellaan joko sarjavalokaareksi tai rinnakkaiseksi valokaareksi. Koska signaali on virran ja jännitteen tulo, signaali kertoo PV-järjestelmän tehon muutoksesta. Jos hälytyssignaali ylittää tason $4i$, PV-järjestelmän valokaari on sarjavalokaari. Sarjavalokaarta suuritehoisempi rinnakkainen valokaari tunnistetaan $4p$ -tason ylittyessä.[36]

4.3.4 Muut menetelmät valokaarien tunnistamiseksi

SMA

SMA Solar Technology on patentoinut menetelmän aurinkosähköjärjestelmien valvomiseksi [44]. SMA:n patentti US7812592B2 käsittelee erityisesti aurinkosähköjärjestelmän varkaudenestoa, mutta järjestelmää voidaan käyttää myös valokaarien tunnistamista PV-järjestelmissä. Johtuen ehkä patentin fokuksesta, SMA:n lähestymistapa valokaarien tunnistukseen on hyvin erilainen kuin edellä mainitut tavat.



Kuva 36: SMA:n patentoima aurinkopaneelin valvontamenetelmä.[44]

SMA:n järjestelmässä aurinkokennostoon syötetään signaaligeneraattorilla eri taajuisia signaaleita. Mikroprosessorilla vertaillaan aurinkokennostosta tulleen signaalin amplitudin heikkenemistä eri taajuuksilla. Jos amplitudi-ero on tarpeeksi suuri, hälytys ilmoittaa aurinkosähköjärjestelmässä tapahtuneesta muutoksesta.

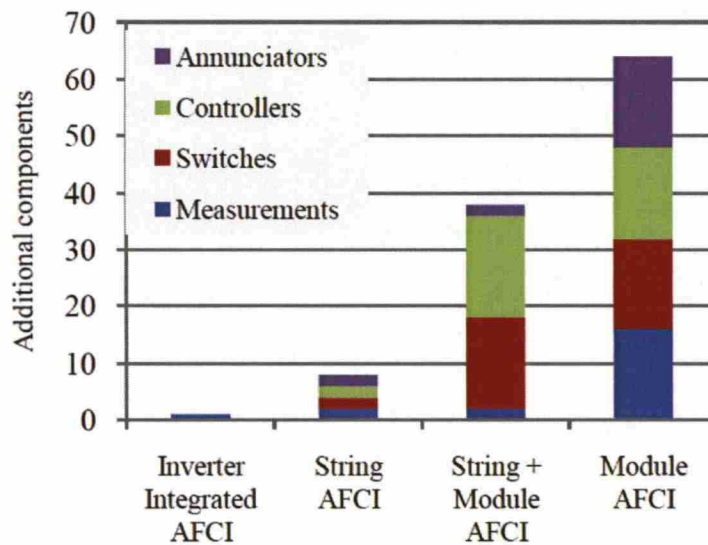
Wavelet-menetelmät

Kuten aikaisemmin on kerrottu wavelet-menetelmiä on tutkittu valokaarivikojen tunnistuksessa [29]-[31]. Wavelet menetelmä saattaisivat sopia hyvin myös PV-järjestelmien valokaarien tunnistamiseen, sillä wavelet-menetelmän tarkemman resoluution avulla voidaan havaita nopeat muutokset ja epäjatkuvuuskohdat virrassa ja jännitteessä.

4.4 Valokaaritunnistuksen kustannukset

Valokaaritunnistus voidaan toteuttaa luvun 4 mukaan monella eri tavalla. Osassa luvussa esitetyistä tunnistusmenetelmistä valokaari tunnistetaan heti aurinkopaneelilla kun taas toisissa menetelmissä valokaaret tunnistetaan keskitetysti vaihtosuuntaajalta. Bienek et al. ovat arvioineet valokaaritunnistuksen kustannuksia tunnistuksen monimutkaisuuden ja asennus- ja ylläpitokulujen avulla. Heidän mukaansa vaihtosuuntaajaan integroitu valokaaritunnistus vaatii huomattavasti vähemmän

lisäkomponentteja kuin muut tunnistusmenetelmät. Vaihtosuuntaajaan integroitu valokaaritunnistus täyttää NEC-standardin vaatimukset muutamilla lisäkomponenteilla. Paneeli-integroitu valokaaritunnistus sen sijaan vaatii tutkimuksen mukaan yli 60 lisäkomponenttia. Tutkimuksessa on arvioitu myös muiden ratkaisujen kustannuksia. Paneeliketjukohtaisen valokaaritunnistuksen kustannukset ovat Bienek et al. mukaan vähän keskitettyä ratkaisua suuremmat. Vaihtoehtoon, jossa tunnistus tapahtuu keskitetysti, mutta katkaisu paneelikohtaisesti, lisäkomponenttien tarve on huomattavasti suurempi. Asennuskustannuksien kannalta vaihtosuuntaajaan integroitu valokaaritunnistuksen on halvin, sillä tunnistuksen käyttöönotto ei vaadi lisätoimenpiteitä. Käyttökustannukset ovat matalimmat keskitetyssä valokaaritunnistuksessa, sillä valokaarihälytys voidaan poistaa vaihtosuuntaajalta eikä yksittäiseltä aurinkopaneelilta. Lisäksi kasvanut komponenttimäärä altistaa järjestelmän vioille. Bieniek et al. esittämiin kustannuksiin tulee kuitenkin suhtautua varauksella, sillä tutkimuksen rahoittanut SMA valmistaa ketju- ja keskusvaihtosuuntaajia.[45]



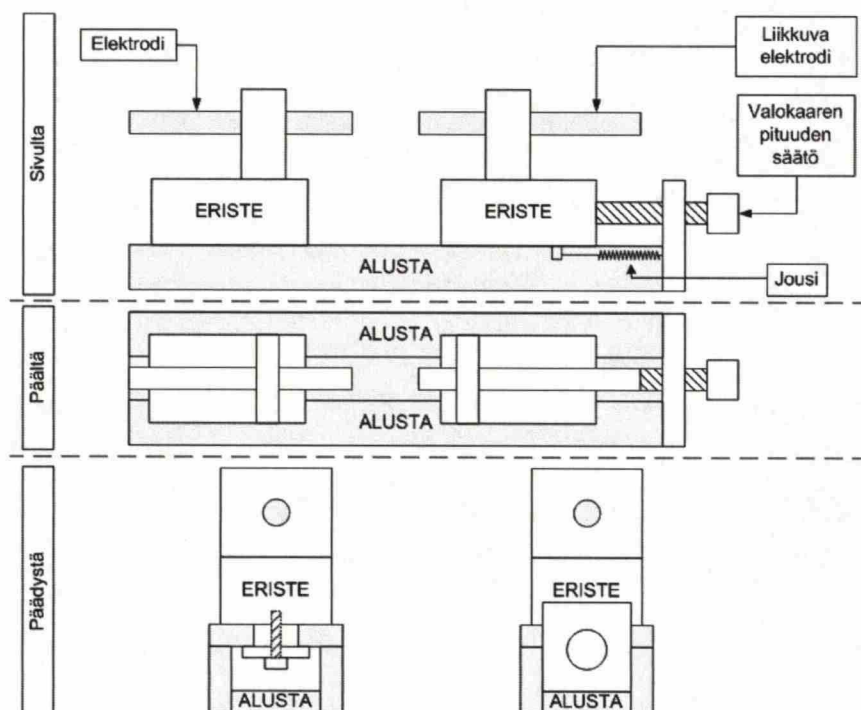
Kuva 37: Valokaaritunnistimissa tarvittavat lisäkomponentit. Vaihtosuuntaajan integroitu valokaaritunnistin (engl. arc-fault circuit interrupter, lyh. AFCI) vaatii muita valokaaritunnistimia vähemmän lisäkomponentteja. Kuvan komponenttimäärät on laskettu aurinkokennostolle, jossa kahdessa paneeliketjussa on kahdeksan aurinkopaneelia. [45]

Kuten kuvasta 37 huomataan, kytkimet, joita tarvitaan valokaaren sammuttamiseksi, lisäävät merkittävästi valokaaritunnistuksen monimutkaisuutta. Häberlin on esittänyt artikkeleissaan, että DC-kytkimet ovat merkittävin kustannus valokaaritunnistuksessa [46]. Koska valokaaritunnistuksen integroiminen osaksi vaihtosuuntaajaa on todennäköisesti halvin ratkaisu, jatkossa tutkitaan mittauksien avulla tilannetta, jossa valokaaret tunnistetaan keskitetysti vaihtosuuntaajassa.

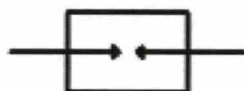
5 Valokaarimittaukset

5.1 Koejärjestelyn rakentaminen

Diplomityössä tutkittiin PV-järjestelmän valokaarien ominaisuuksia mittauksien avulla. Mittauksia varten rakennettiin kuvan 38 mukainen laite valokaarien tekemiseksi. Laitteen rakentamisen lähtökohtana oli UL-standardin valokaarikehitin, mutta siihen jouduttiin tekemään muutamia muutoksia materiaalin saatavuuden takia. Standardista poiketen laitteessa käytettiin elektrodeina halkaisijaltaan 6 mm kuparitankoa. Elektrodeihin kiinnitettiin kaapelit valokaarikehittimen liittämiseksi muuhun PV-järjestelmään. Valokaarikehitin sijoitettiin koteloon, jonka kummallakin reunalla oli tuulettimet. Jäähdytysilman tilavuusvirta kotelon läpi oli noin $1 \text{ m}^3/\text{min}$.



(a) Valokaarikehittimen mekaaninen rakenne.



(b) Valokaarikehittimen piirrosmerkki.

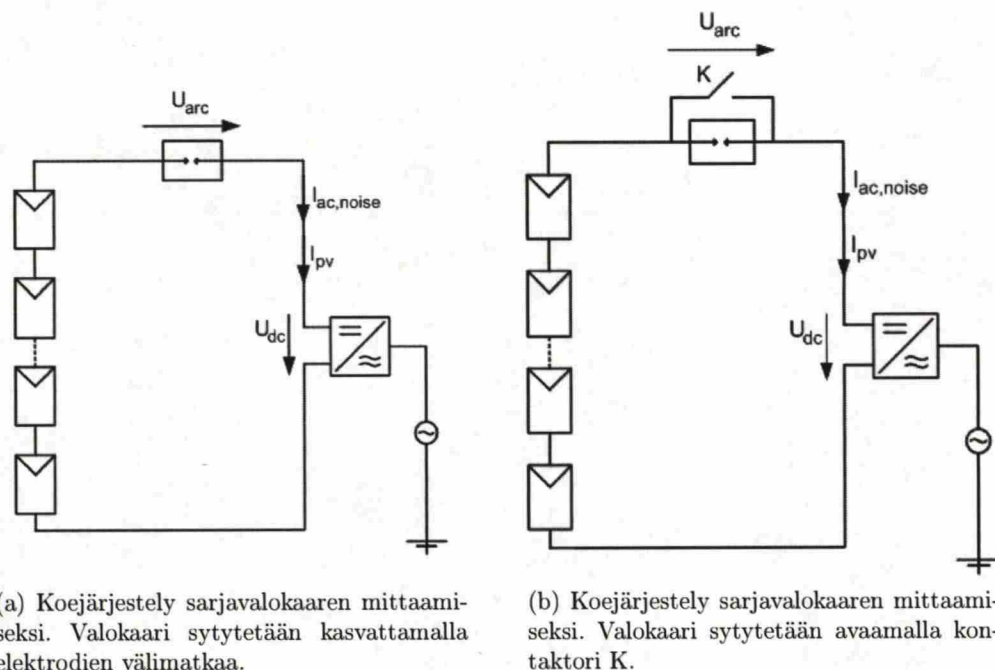
Kuva 38: Valokaarikehittimen rakenne ja piirrosmerkki.

5.2 PV-järjestelmän valokaarimittaukset

PV-järjestelmän valokaarimittauksilla tutkittiin sarja- ja rinnakkaisvalokaarien vaikutuksien PV-järjestelmän toimintaan. Mittauksien painopiste oli sarjavalokaarissa. Luvussa 3.2.4 esiteltyjä yhdistelmävalokaaria ei aurinkokennoston rakenteen takia pystytty mittaamaan.

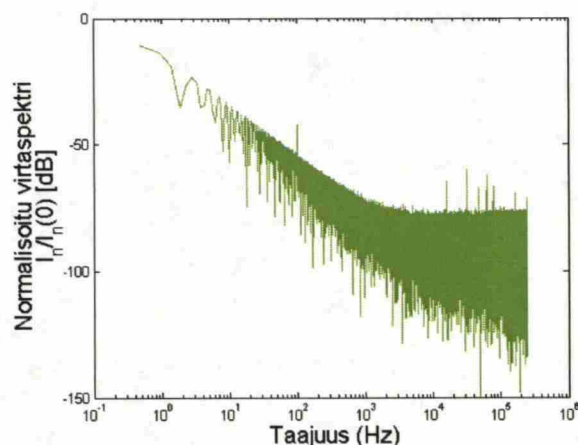
5.2.1 Sarjavalokaarimittaukset

Sarjavalokaarimittaukset tehtiin kuvan 39 mukaisella mittausjärjestelyllä. Aurinkokennosto muodostui kahdesta rinnakkaisesta paneeliketjusta, joissa kummassakin oli 36 aurinkopaneelia (malli NAPS NP130GK) [47]. Sarjavalokaarimittauksissa vain toinen paneeliketju oli kytketty vaihtosuuntaajaan. Tektronix DPO4034 tai Tektronix DPO04104 -oskilloskoopeilla tallennetut virta- ja jännitearvot analysoidtiin MATLAB-ohjelmiston (versio R2010b) avulla. AC-virtahäiriö mitattiin rogowskin kelalla. Rogowskin kelan toimintaa on esitelty tarkemmin Liitteessä A. Vaihtosuuntaajana käytettiin yksivaiheista aurinkosähkövaihtosuuntaajaa. PV-jännite mitattiin differentiaalimittapäällä (Yokogawa 700924) vaihtosuuntaajan PV-liitännästä. Vaihtosuuntaajan tulovirta mitattiin Tektronix A622 virtamittapäällä. Virtamittapään taajuuskaista on 5 Hz-50 kHz.

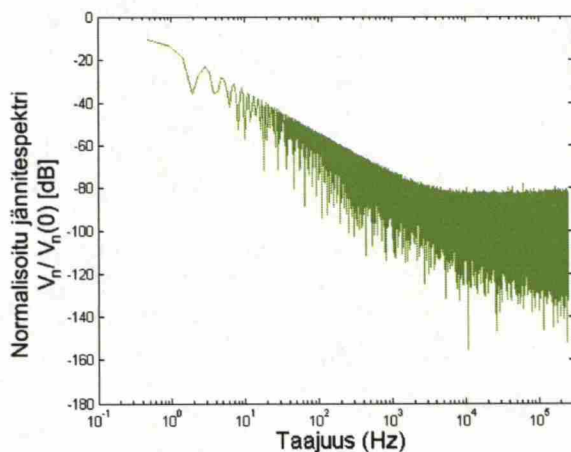


Kuva 39: Koejärjestely sarjavalokaarien mittaamiseksi. Aurinkopaneeliketju muodostui 36 aurinkopaneelist. Vaihtosuuntaajana käytettiin yksivaiheista aurinkosähkövaihtosuuntaajaa.

Valokaarimittaukset aloitettiin mittaamalla vaihtosuuntaajan tulovirta I_{pv} ja tulojännite U_{dc} normaalissa toimintatilanteessa kun vaihtosuuntaaja toimii vakioteho-ohjeella. Kuvassa 40 on esitetty vaihtosuuntaajan tulovirran ja -jännitteen taajuuspektri normaalitoimintatilanteessa. Kuvasta huomataan, että virran amplitudi laskee tasaisesti noin 3 kHz:n asti. Yli 3 kHz:n taajuuksilla amplitudin muutos on pienempää. Jännitespektrissä amplitudi laskee tasaisesti 5 kHz:n asti. Tätä suuremmilla taajuuksilla virtahäiriön amplitudi on noin -80 dB. Virran spektrissä on nähtävissä verkkotaajuuden 2. monikerta sekä vaihtosuuntaajan kytkentätaajuuden monikerat.



(a) PV-järjestelmän virta I_{pv} taajuustasossa.

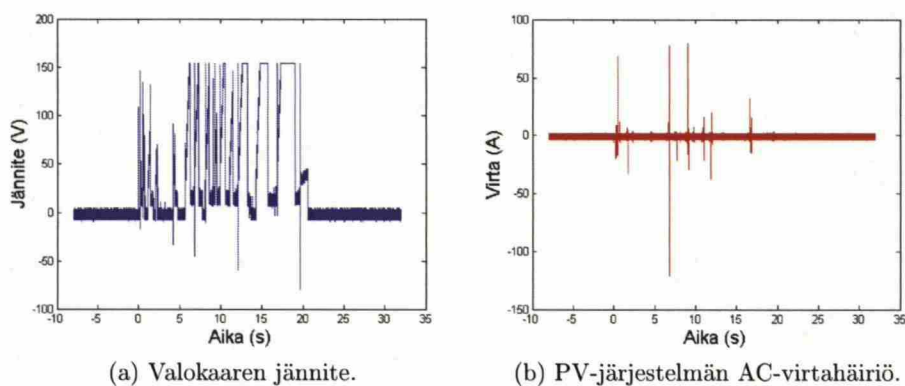


(b) Vaihtosuuntaajan tulojännite U_{dc} taajuustasossa.

Kuva 40: PV-järjestelmän virta ja vaihtosuuntaajan tulojännite taajuustasossa normaalissa toimintatilanteessa kun vaihtosuuntaaja toimii vakioteho-ohjeella.

Sarjavalokaari voi syttyä PV-järjestelmässä liittimen kontaktin heikkenemisen takia. Kontaktin huonontuessa valokaari syttyy ensin vaiheittain; liitoksessa on nähtävissä ensiksi hehku, joka kehittyy liitoksen huonontuessa valokaareksi. PV-järjestelmän turvallisen toiminnan kannalta olisi parasta, että valokaari pystyttäisiin tunnis-

tamaan hehkusta jo ennen varsinaisen valokaaren syttymistä. Seuraavassa tutkittiin sitä, miten valokaaren syttymistä edeltävä hehku näkyy PV-järjestelmässä. Hehku saatiin aikaan johtamalla PV-järjestelmän virta valokaarikehittimen läpi ja pidentämällä samalla elektrodien välimatkaa. Mikäli elektrodien välimatkaa olisi kasvatettu lisää, järjestelmään olisi syttynyt valokaari. Kuvassa 41 on esitetty valokaaren jännite ja rogowskin kelalla mitattu PV-järjestelmän AC-virtahäiriö kun valokaari on syttymäisillään. Vaihtosuuntaaja toimi kuvan tilanteessa vakioteho-ohjeella.



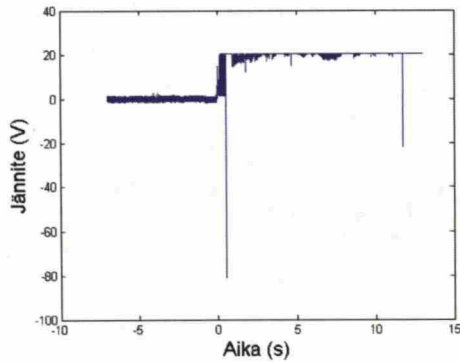
Kuva 41: Valokaaren syttymisen vaikutus PV-järjestelmän AC-häiriöihin kun vaihtosuuntaaja toimii vakioteho-ohjeella.

Kuten kuvasta 41 voidaan huomata, normaalissa toimintatilanteessa PV-järjestelmän virta on tasavirtaa, jossa on vain vähän AC-häiriötä. AC-häiriöt kasvavat huomattavasti valokaaren syttyä, mutta myös hehkuvaiheen aikana. Hehkuvaiheen aikana virtahäiriöt ovat suuremmat kuin normaalitilanteessa, mutta pienemmät kuin valokaaren aikana. Hehkuvaiheen aikana valokaaren jännite on noin 20-30 V.

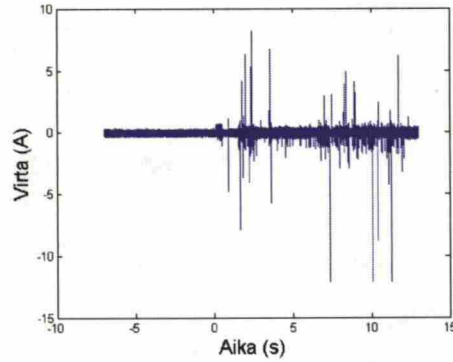
Kirjallisuudessa on esitetty, että sarjavalokaari lisää PV-järjestelmän häiriötä. Kuvassa 42 on esitetty valokaaren syttymisen vaikutus vaihtosuuntaajan tulojännitteeseen ja -virtaan. Lisäksi kuvaan on merkitty PV-järjestelmän virtahäiriö. PV-järjestelmän AC-virtahäiriö kasvaa erittäin paljon verrattuna normaaliin toimintatilanteeseen kun vaihtosuuntaajaa ohjataan vakioteho-ohjeella (Kuva 42b). Kuvan 42d mukaan myös vaihtosuuntaajan tulovirrassa on huomattavissa häiriöiden voimistuminen valokaaren aikana. Virtahäiriöiden voimistuminen selittyy valokaaren dynaamisuuksella. Esimerkiksi termisistä muutoksista ja valokaaren pituuden muuttumisesta aiheutuvan dynaamisuuksien takia valokaaren impedanssi vaihtelee, mikä puolestaan vaikuttaa PV-järjestelmän virtaan. Valokaaren syttyminen on nähtävissä myös vaihtosuuntaajan tulojännitteen hetkellisenä laskuna.

Vaihtosuuntaajan valokaaritunnistuksen tulee perustua joko vaihtosuuntaajan tulovirran tai -jännitteen tutkimiseen. Kuten edellä on todettu, aurinkosähköjärjestelmän sarjavalokaari lisää vaihtosuuntaajan tulovirran häiriötä, mutta häiriöt voivat johtua myös muusta syystä kuin valokaaresta. Valokaarien tunnistamiseksi muista häiriöistä tulee siten tutkia myös virtahäiriön taajuussisältöä.

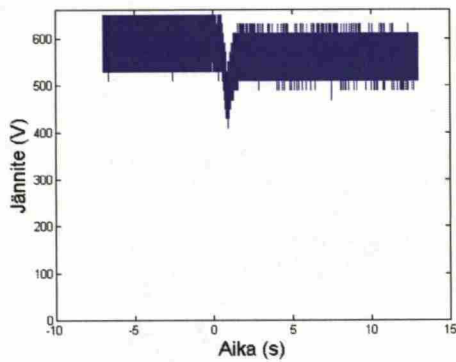
Kuvassa 43 havainnollistetaan vaihtosuuntaajan tulovirtaa eripitusilla valokaa-



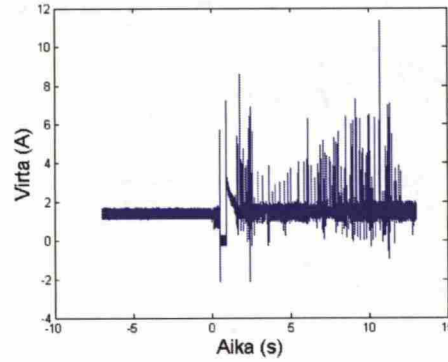
(a) Valokaaren jännite.



(b) PV-virran AC-häiriö.



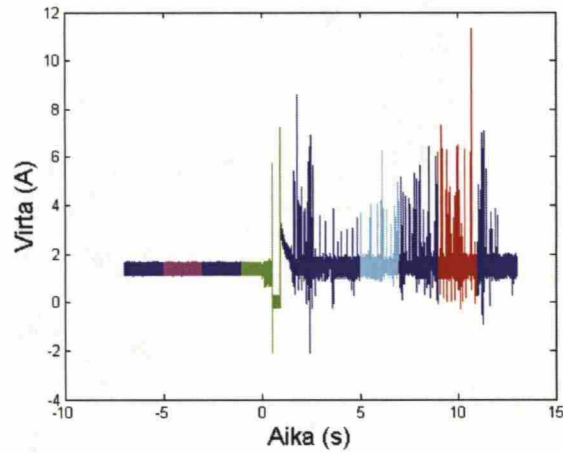
(c) Vaihtosuuntaajan DC-jännite.



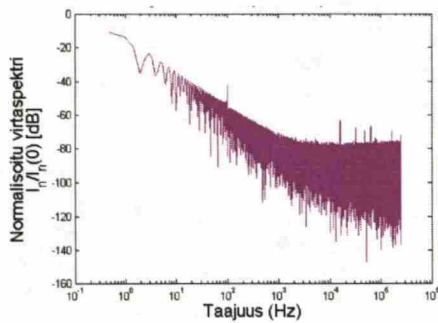
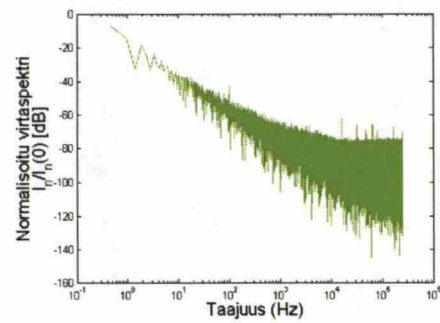
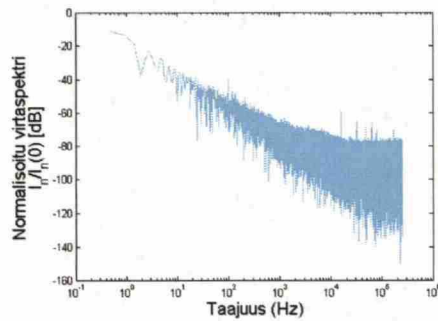
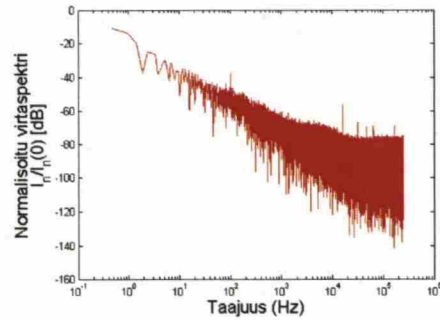
(d) Vaihtosuuntaajan tulovirta.

Kuva 42: Vaihtosuuntaajan tulovirta ja -jännite sekä valokaaren jännite ja PV-virran AC-komponentti valokaaren syttyessä.

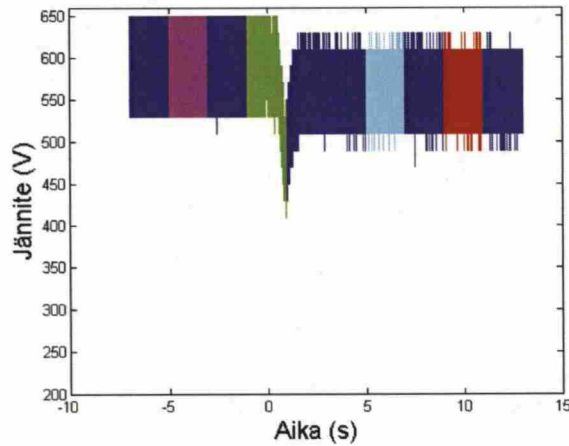
rilla aika- ja taajuustasossa. Valokaaren pituutta säädettiin säätämällä elektrodien välimatkaa. Kuvista huomataan, että valokaari aiheuttaa laajakaistaisen häiriön vaihtosuuntaajan tulovirtaan. Häiriön lisääntyminen on erityisesti huomattavissa 1-10 kHz:n taajuuskaistalla. Tämän lisäksi valokaarelle on tunnusomaista amplitudin laskeminen tietyillä taajuuksilla. Tämä on nähtävissä selvästi kuvasta 43e, missä 7-10 kHz:n taajuuskaistalla amplitudi laskee noin 10 dB. Vastaavalla taajuuskaistalla ei ole havaittavissa yhtä merkittävää vaimennusta normaalissa toimintatilanteessa. Kuvassa 44 on esitetty vastaava tarkastelu vaihtosuuntaajan tulojännitteeseen. Kuvista huomataan, että vaihtosuuntaajan tulojännitteessä ei ole havaittavissa yhtä merkittäviä muutoksia valokaaren aikana kuin virrassa.



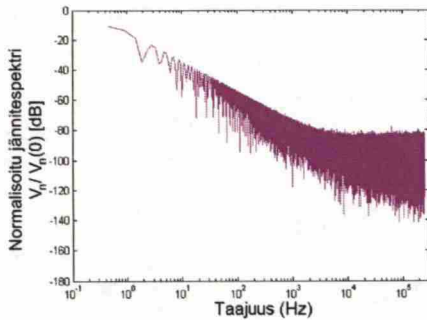
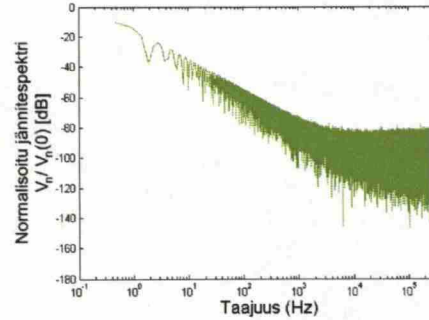
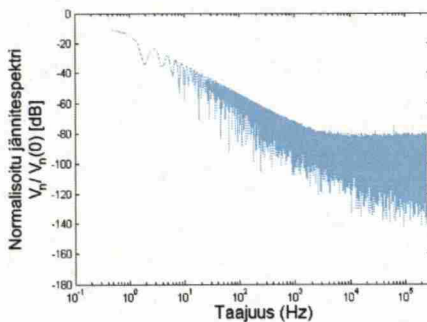
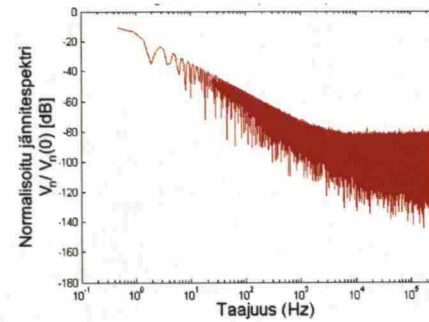
(a) Vaihtosuuntaajan virta.

(b) Vaihtosuuntaajan virran FFT-muunnos aikaväliltä $t = -5 - 3$ s (lila) normaalissa toimintatilanteessa.(c) Vaihtosuuntaajan virran FFT-muunnos aikaväliltä $t = -1 - 1$ s (vihreä) valokaaren aikana.(d) Vaihtosuuntaajan virran FFT-muunnos aikaväliltä $t = 5 - 7$ s (syaani) valokaaren aikana.(e) Vaihtosuuntaajan virran FFT-muunnos aikaväliltä $t = 9 - 11$ s (punainen) valokaaren aikana.

Kuva 43: Sarjavalokaaren pituuden vaikutus vaihtosuuntaajan virtaa aika- ja taajuustasossa. Valokaaren pituutta säädettiin muuttamalla elektrodien välimatkaa. Aikaväli, jolta FFT-muunnos on laskettu, on merkitty väreillä aikatason kuvaan.

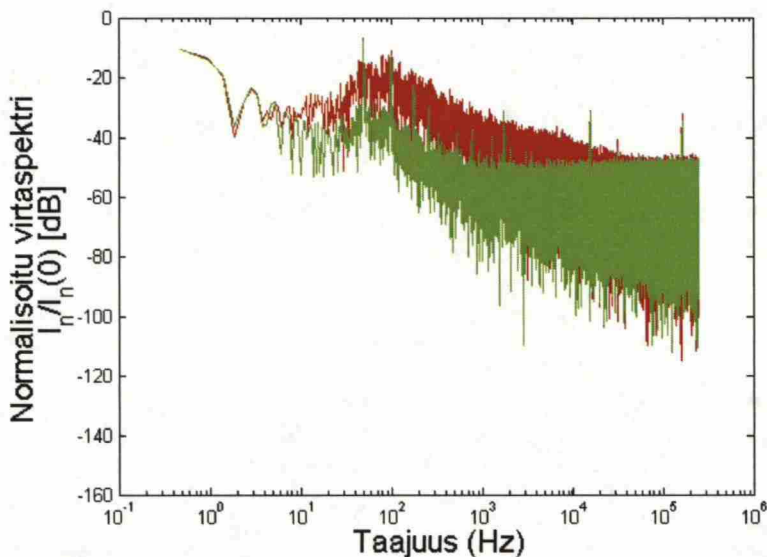


(a) Vaihtosuuntaajan jännite.

(b) Vaihtosuuntaajan jännitteen FFT-muunnos aikaväliltä $t = -5 - 3$ s (lila) normaalissa toimintatilanteessa.(c) Vaihtosuuntaajan jännitteen FFT-muunnos aikaväliltä $t = -1 - 1$ s (vihreä) valokaaren aikana.(d) Vaihtosuuntaajan jännitteen FFT-muunnos aikaväliltä $t = 5 - 7$ s (syaani) valokaaren aikana.(e) Vaihtosuuntaajan jännitteen FFT-muunnos aikaväliltä $t = 9 - 11$ s (punainen) valokaaren aikana.

Kuva 44: Sarjavalokaaren pituuden vaikutus vaihtosuuntaajan tulojännitteeseen aika- ja taajuustasossa. Valokaaren pituutta säädettiin muuttamalla elektrodien välimatkaa. Aikaväli, jolta FFT-muunnos on laskettu, on merkitty väreillä aikatason kuvaan.

Kuvassa 45 on havainnollistettu tarkemmin valokaaren aiheuttamaa virtahäiriötä. Kuvaan on piirretty vaihtosuuntaajan tulovirran AC-osan taajuusspektri sekä normaalissa toimintatilanteessa (vihreä) että sarjavalokaaren aikana (punainen), kun MPPT-algoritmi on pois käytöstä. Kuten kuvasta huomataan, sarjavalokaari aiheuttaa huomattavan muutoksen AC-virtahäiriön taajuusspektriin. Valokaaren vaikutus on erittäin suuri laajalla taajuuskaistalla 50 Hz:stä 50 kHz:iin. Normaalissa toimintatilanteessa virtahäiriön amplitudi on noin -50 dB yli 1 kHz:n taajuuksilla. Sarjavalokaaren aikana virtahäiriön amplitudi on huomattavasti suurempi kuin normaalissa toimintatilanteessa. Yli 1 kHz:n taajuuksilla sarjavalokaaren virtahäiriön amplitudi laskee kohti normaalin toimintatilan virtahäiriötä. Amplitudi laskee noin -10 dB/dekadi 6-60 kHz:n taajuuskaistalla. Yli 60 kHz:n taajuuksilla valokaaren virtahäiriö vastaa normaalin toimintatilan virtahäiriötä.



Kuva 45: Virtahäiriö normaalissa toimintatilanteessa (vihreä) ja valokaaren aikana (punainen) kun MPPT-algoritmi on pois käytöstä.

Valokaarimittaukset tehtiin kontissa. Kontissa tehtyjen mittauksien takia voi olla mahdollista, että mitatuissa taajuuskomponenteissa on havaittavissa myös häiriötä, jotka johtuvat vaihtosuuntaajasta ja kaapeloinneista. Toisaalta mittauksien tilanne vastaa hyvin normaaliikäyttötilannetta, sillä ketjuvaihtosuuntaajat sijoitetaan usein suljettuun tilaan, jossa saattaa olla useita vaihtosuuntaajia.

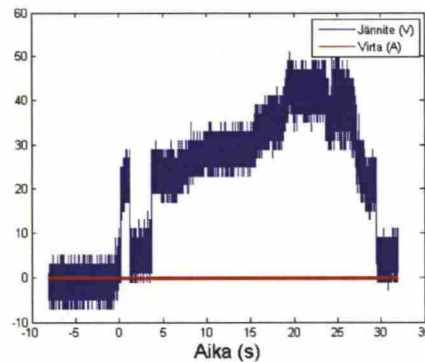
Mittauksien mukaan lyhyt valokaari lisää aurinkosähköjärjestelmän virtahäiriötä 1-10 kHz:n taajuudella. Valokaaren pidentyessä häiriö muuttuu laajakaistaisemmaksi ja korkeataajuisemmaksi. Valokaaren pidentyessä tarpeeksi valokaaren dynaamisuus kasvaa. Dynaamisuuden kasvu on havaittavissa virtahäiriön spektristä laajakaistaisen häiriön voimistumisena noin 100 Hz:n taajuudella. Vertaamalla kuvia 43b-43e huomataan, että virtaspektriin tulee portaita valokaaren pituuden kasvaessa. Verrattuna Stroblin ja Mecklerin tekemiin mittauksiin (ks. kuva 21) diplomityössä tehtyjen mittauksien, mukaan virtahäiriö alkaa laskea matalammilla taajuuksilla.

Sekä diplomityön mittauksissa että Stroblin ja Mecklerin mittauksissa on kuitenkin huomattavissa virtahäiriön laajakaistainen voimistuminen sekä virtahäiriön amplitudin laskeminen yli 10 kHz:n taajuuksilla.

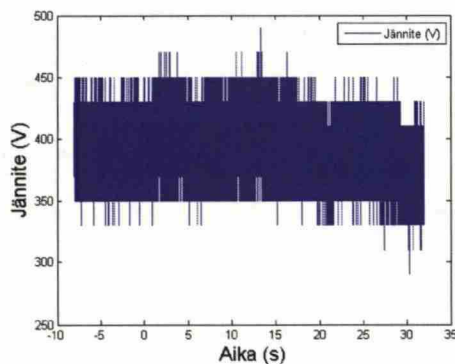
Vaihtosuuntaajan MPPT-algoritmin ja jännitesäädön vaikutus sarjavalokaarien tunnistamiseen

Luvussa 2.2.2 on esitelty vaihtosuuntaajan säätöjärjestelmän toimintaa. Edellisissä mittauksissa vaihtosuuntaaja toimi vakioteho-ohjeella, jolloin vain virtasäätö säättää vaihtosuuntaajaan toimintaa. Vaihtosuuntaajissa on kuitenkin yleensä käytössä myös jännitesäätö ja MPPT-algoritmi, jotta aurinkosähköjärjestelmää voitaisiin käyttää mahdollisimman tehokkaasti. Aurinkosähköjärjestelmän toimintapisteen muuttuminen ja vaihtosuuntaajan MPPT-algoritmiin perustuva säätö kuitenkin vaikeuttavat sarjavalokaarien tunnistamista.

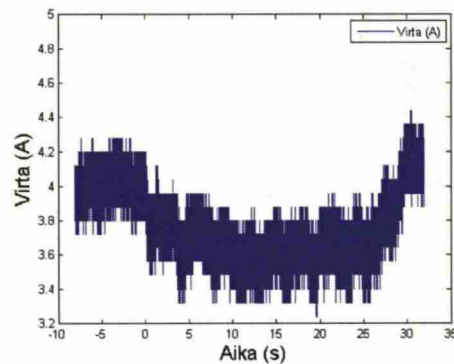
Kuvassa 46 on esitetty valokaaren jännite, PV-järjestelmän virtahäiriö sekä vaihtosuuntaajan tulojännite- ja virta kun vaihtosuuntaajan MPPT-algoritmi on päällä. Erona edellisiin mittauksiin, vaihtosuuntaajan säätö perustuu virtasäädön lisäksi



(a) Valokaaren jännite ja virtahäiriö.

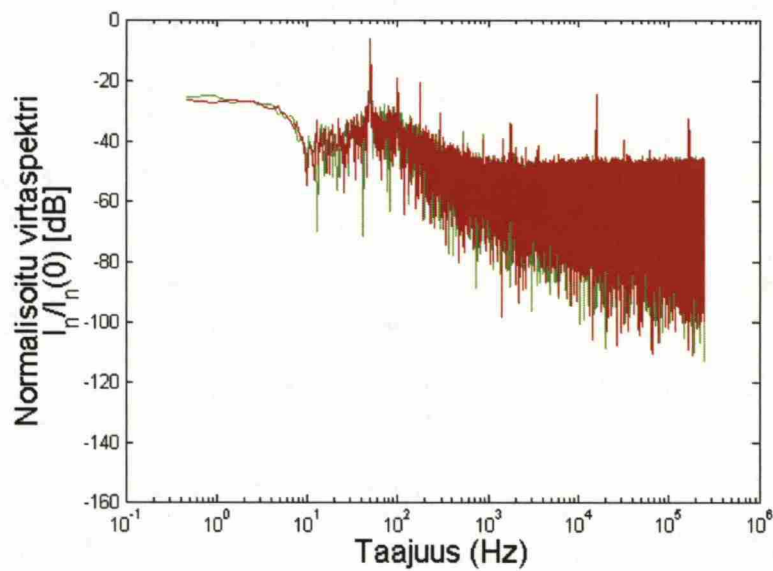


(b) Vaihtosuuntaajan DC-jännite.



(c) Vaihtosuuntaajan tulovirta.

Kuva 46: Vaihtosuuntaajan tulovirta ja -jännite sekä valokaaren jännite ja AC-virtahäiriö valokaaren syttyessä kun MPPT-algoritmi on käytössä.



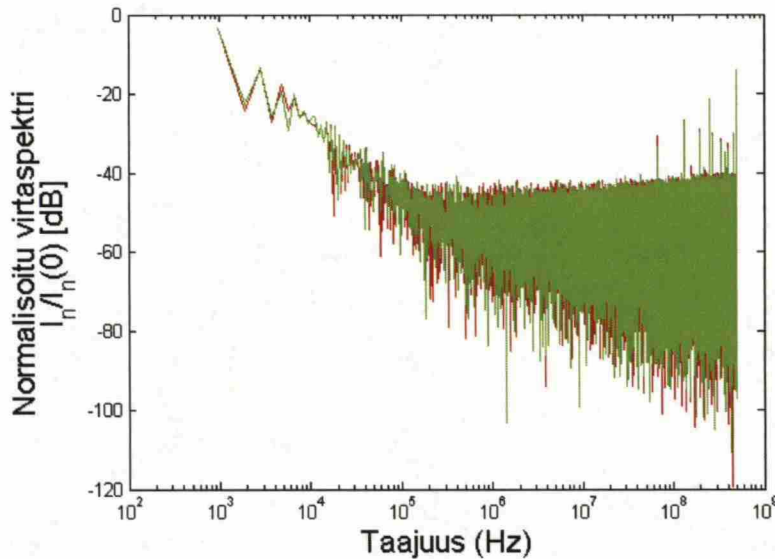
Kuva 47: Virtahäiriön taajuussisältö normaalissa toimintatilanteessa (vihreä) ja valokaaren aikana (punainen) kun MPPT-algoritmi on kytketty päälle.

myös jännitesäätöön ja MPPT-algoritmiin. Kuvasta 46a huomataan, että sarjavalokaari ei lisää merkittävästi PV-järjestelmän virtahäiriöitä. Valokaaren aikana vaihtosuuntaajan tulovirta pienenee. Kuvan 46c normaalitilanteessa PV-järjestelmän virta oli noin 4 A ja valokaaren aikana noin 3,6 A. Vaihtosuuntaajan tulojännitteessä ei ole havaittavia muutoksia (Kuva 46b) sarjavalokaaren aikana.

Sarjavalokaaren vaikutus PV-järjestelmän virtahäiriöön on hyvin pieni myös taajuustasossa. Kuvassa 47 on esitetty PV-järjestelmän virtahäiriön taajuussisältö normaalissa toimintatilanteessa sekä valokaaren aikana. PV-järjestelmän valokaari ei muuta aurinkosähköjärjestelmän virtahäiriön taajuussisältöä. Vaihtosuuntaajan tulojännitteen taajuussisältö pysyy mittauksien mukaan myös muuttumattomana.

Taulukko 3: Mittauksissa käytetyt PV-järjestelmän toimintapisteet.

	Jännite (V)	Virta (A)
1	351,8	5,4
2	443,0	4,6
3	467,3	5,0
4	567,1	4,6
5	684,3	1,4



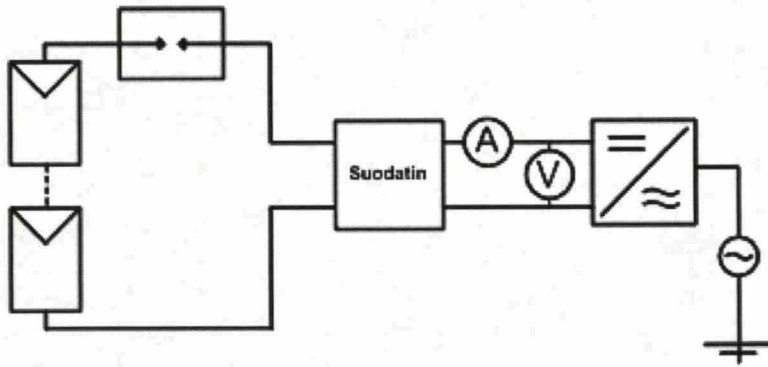
Kuva 48: Virtahäiriön spektri kun vaihtosuuntaajaa ohjataan vakiojänniteohjeella. Kuva on piirretty toimintapisteessä $U_{pv} = 443$ V ja $I_{pv} = 4,6$ V.

Vaihtosuuntaajan säädön vaikutusta valokaaren aiheuttamaan virtahäiriöön tutkittiin ohjaamalla vaihtosuuntaajan toimintaa jännite- ja virtasäädön avulla ilman MPPT-algoritmia. Mittaukset tehtiin taulukon 3 toimintapisteissä. Mittauksissa ei havaittu PV-järjestelmän toimintapisteen vaikuttavan virtahäiriöön. Kuvassa 48 on esitetty virtahäiriön taajuusspektri normaalissa toimintatilanteessa (vihreä) sekä valokaaren aikana (punainen) eräässä toimintapisteessä. Kuten kuvasta huomataan, virtahäiriö valokaaren aikana ei muutu merkittävästi normaalin toimintatilan virtahäiriöstä kun vaihtosuuntaajaa ohjataan virta- ja jännitesäädön avulla ilman MPPT-algoritmia.

Mittaustulosten perusteella voidaan siis todeta, että sarjavalokaari on tunnistettavissa PV-järjestelmän virtahäiriöstä kun vaihtosuuntaaja toimii vakioteho-ohjeella. Vakioteho-ohjetta käytettäessä vaihtosuuntaajaa säädetään vain virtasäädön avulla. Jos vaihtosuuntaajan säädössä käytetään virtasäädön lisäksi MPPT-algoritmia ja jännitesäätöä, valokaaren aiheuttama virtahäiriö ei ole enää tunnistettavissa virtahäiriöstä. Jos vaihtosuuntaajan säädön MPPT-algoritmi ohitetaan ja vaihtosuuntaajan jännitesäädintä ohjataan vakio-ohjeella, PV-järjestelmän virtahäiriöt eivät muutu valokaaren syttyessä. Voidaan siis todeta, että vaihtosuuntaajan jännitesäädin estää valokaaritunnistuksen PV-järjestelmän virtahäiriöstä.

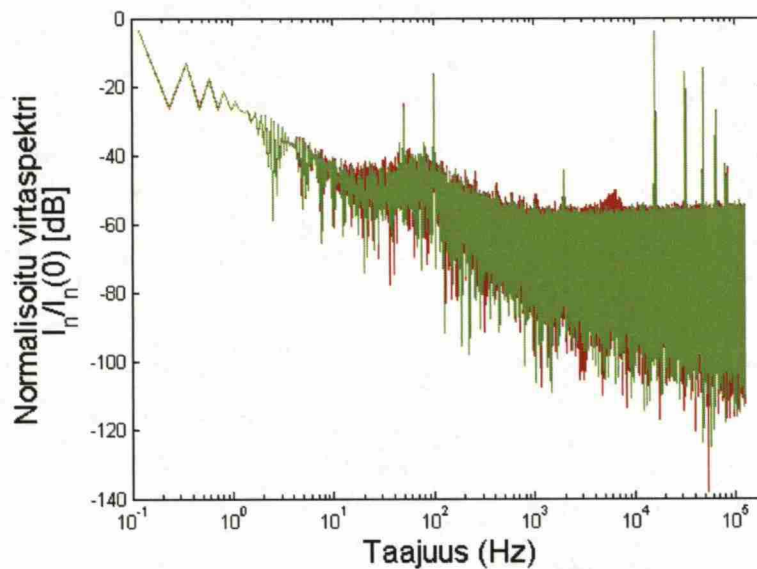
Suodatuksen lisääminen järjestelmään

Tutkitaan vielä tilannetta, jossa vaihtosuuntaajan ja aurinkokennoston välille on lisätty EMC-suodatin yhteis- ja eromuotoisen häiriöiden suodattamiseksi. PV-järjestelmän virta ja jännite mitattiin kuvan 49 mukaisesti vaihtosuuntaajan ja suodattimen välistä.



Kuva 49: Mittausjärjestely suodattimen kanssa.

Kuvassa 50 on esitetty PV-järjestelmän AC-virtahäiriö kun järjestelmään on lisätty EMC-suodatin. Kuvasta voidaan nähdä, että valokaaren aiheuttama virtahäiriö poikkeaa normaalien toimintatilanteiden virtahäiriöstä 3-8 kHz:n taajuudella. Ero



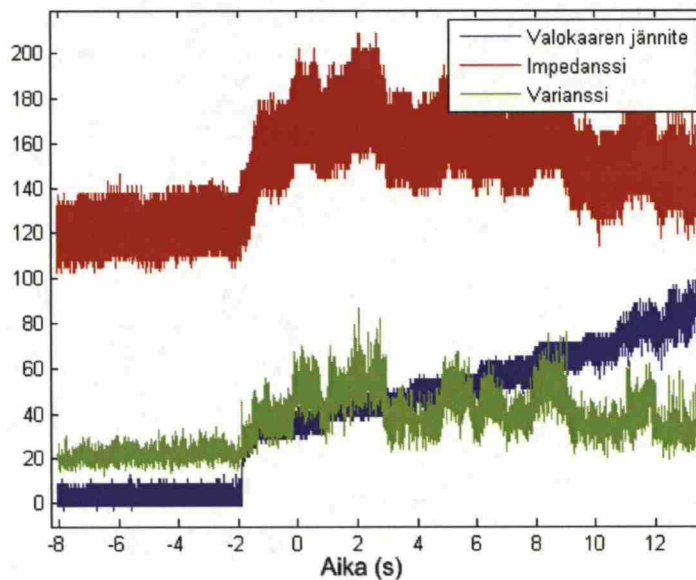
Kuva 50: Valokaaren virtahäiriö normaalissa toimintatilanteessa (vihreä) ja valokaaren aikana (punainen) kun järjestelmään on lisätty EMC-suodatin. Vaihtosuuntaajan MPPT-algoritmi oli käytössä.

on suurin noin 7 kHz:n taajuudella, missä valokaaren virtahäiriön amplitudi on noin 5 dB suurempi kuin normaalissa toimintatilanteessa. Muilla taajuuksilla valokaaren aikaiset häiriöt eivät eroa merkittävästi normaalin toimintatilan häiriöistä. Koska suodattimen suunnittelu vaikuttaa oleellisesti valokaarihäiriön taajuussisältöön, valokaaritunnistuksen suunnittelussa tulisi huomioida käytettävä suodatin.

5.2.2 Ehdotus sarjavalokaarien tunnistukselle

MPPT-algoritmin ollessa päälle kytkettynä, PV-järjestelmän jännitettä säädetään maksimitehon tuottamiseksi. Säädettyä kennoston jännitettä aurinkokennoston virta muuttuu U-I-käyrän mukaisesti vastamaan kennoston jännitettä. Vaihtosuuntaajan säätöä on käsitelty tarkemmin luvussa 2.2.2. Valokaaren aikana aurinkosähköjärjestelmän jännite-virta-riippuvuuteen vaikuttaa myös valokaaren impedanssi. Kuten aikaisemmin luvussa 3.1.1 on esitetty, valokaaren impedanssi muuttuu virran funktiona. Vaihtosuuntaajan MPPT-algoritmin ja valokaaren, virran suhteen epälineaarisen, impedanssin takia aurinkosähköjärjestelmän virran varianssi todennäköisesti kasvaa valokaaren aikana. Tutkitaan seuraavaksi, miten vaihtosuuntaajalta mitattu kennoston impedanssin itseisarvo käyttäytyy normaalissa toimintatilanteessa sekä sarjavalokaaren aikana. Kuvassa 51 on esitetty vaihtosuuntaajan tulojännitteen ja -virran avulla laskettu aurinkokennoston impedanssin itseisarvo ja impedanssin varianssi. Kuvaan on lisätty myös valokaaren jännite havainnollistamaan valokaaren syttymishetkeä.

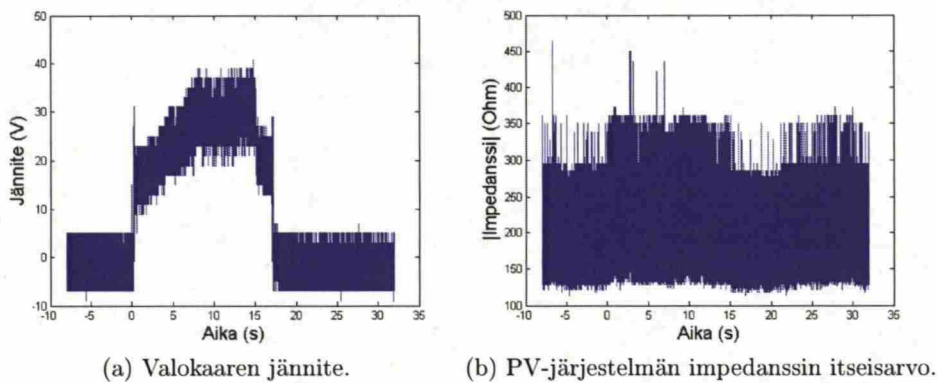
Kuten kuvasta huomataan, valokaaren aikana kennoston impedanssin itseisarvo



Kuva 51: Vaihtosuuntaajan tulovirran ja -jännitteen avulla laskettu kennoston impedanssin itseisarvo, impedanssin varianssi ja valokaaren jännite.

kasvaa merkittävästi. Impedanssin kasvun lisäksi impedanssin itseisarvon varianssi kasvaa valokaaren aikana. Varianssin maksimiarvo on noin 4-kertainen normaaliin varianssiin verrattuna.

Valokaari on tunnistettavissa impedanssin muuttumisesta myös kuvan 49 mukaisessa koejärjestelyssä, jossa koejärjestelyyn on lisätty EMC-suodatin. Kuvassa 52 on esitetty valokaaren jännite ja vaihtosuuntaajalta mitattu impedanssi kun PV-järjestelmään on lisätty suodatin. Kuvasta 52b huomataan impedanssin kasvaminen valokaaren aikana. Taulukkoon 4 on laskettu tietyn aikajakson impedanssin keskiarvot ja impedanssin varianssit. Taulukosta huomataan, että valokaaren aikana impedanssin itseisarvon ja impedanssin varianssi ovat suuremmat kuin normaalitilanteessa.



Kuva 52: Sarjavalokaaren jännite ja PV-järjestelmän impedanssin itseisarvo. Valokaari hetkillä $t = 0 \cdots 17$ s kasvattaa PV-järjestelmän impedanssia.

Taulukko 4: PV-järjestelmän impedanssin itseisarvon keskiarvo ja varianssi. Valokaaren aikana PV-järjestelmän impedanssin itseisarvon on suurempi kuin normaalissa toimintatilanteessa. Tämän lisäksi valokaari kasvattaa huomattavasti impedanssin itseisarvon varianssia.

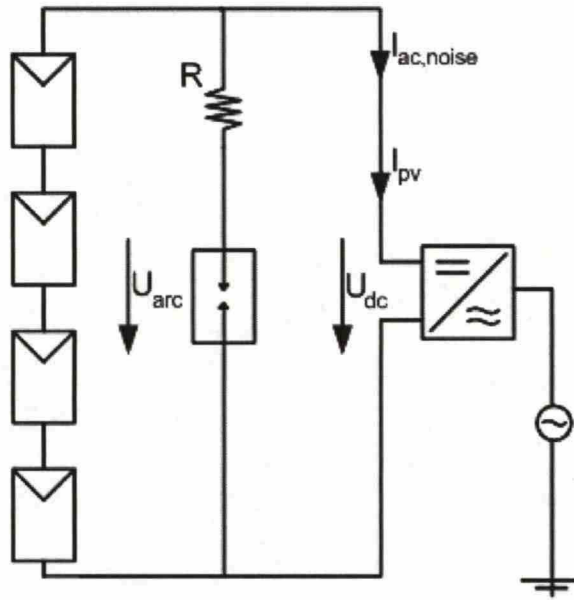
Impedanssin keskiarvo (Ω)	Impedanssin varianssi	Valokaari
181,89	410,94	Ei
182,30	403,12	Ei
198,78	606,192	Kyllä
193,75	555,96	Kyllä
199,10	612,94	Kyllä
187,15	511,16	Kyllä
173,30	334,27	Ei
179,77	393,06	Ei
188,13	463,06	Ei
187,22	457,70	Ei

Valokaaritunnistus MPPT-algoritmia käyttävässä vaihtosuuntaajassa voisi perustua sekä impedanssin ja impedanssin varianssin muutoksien havaitsemiseen että taajuustason muutoksien tunnistamiseen. Tietyn ajanjakson impedanssin varianssin ylittäessä raja-arvon jännitesäätö kytkettäisiin pois, jolloin valokaari voitaisiin tunnistaa kuvan 45 taajuusmuutoksista. Valokaaritunnistus, joka perustuisi sekä impedanssin että taajuustason muutoksien tunnistamiseen pienentäisi valokaaritunnistuksen takia menetettyä tuotantoa, koska MPPT-algoritmia ei kytkettäisi turhaa pois päältä. Toisaalta valokaaritunnistuksen luotettavuus paranisi kun tunnistus perustuisi sekä impedanssimuutoksien, että taajuusmuutoksien tunnistamiseen.

Valokaari voitaisiin tunnistaa taajuustasossa laajakaistaisen virtahäiriösignaalin voimistumisesta verrattuna normaaliin toimintatilanteeseen, mutta myös virtahäiriön amplitudin laskemisena 6-60 kHz:n taajuuskaistalla normaalin virtahäiriön suuruiseksi. Normaalissa toimintatilanteessa yli 1 kHz:n taajuuksilla virtahäiriön amplitudi ei juurikaan muutu. Merkitään virtahäiriön amplitudia taajuudella f_n symbolilla I_{f_n} normaalissa toimintatilanteessa ja symbolilla I'_{f_n} valokaaren aikana. Jos valokaaritunnistus perustuisi taajuuksien f_1 , f_2 ja f_3 tutkimiseen, normaalissa toimintatilanteessa taajuuksien $f_1 - f_3$ amplitudit $I_{f_1} - I_{f_3}$ olisivat lähes yhtä suuret. Valokaaren aikana $I'_{f_1} > I_{f_1}$, $I'_{f_2} > I_{f_2}$ ja $I'_{f_3} > I_{f_3}$. Tämän lisäksi pätsi, että $I'_{f_1} > I'_{f_2} > I'_{f_3}$, kun $f_3 > f_2 > f_1 > 1$ kHz. Taajuusmuutoksien tunnistamiseen voitaisiin käyttää joko analogista LC-piiriä tai digitaalisia piirejä.

5.2.3 Rinnakkaisvalokaarimittaukset

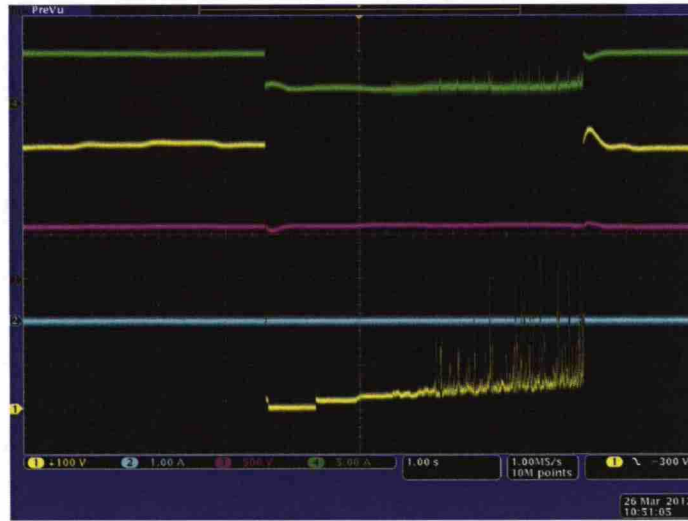
Diplomityössä tutkittiin myös aurinkosähköjärjestelmän rinnakkaisvalokaarien ominaisuuksia. Rinnakkaisvalokareet tehtiin kuvan 53 koejärjestelyllä. Vaihtosuuntaajan oli kytketty yksi aurinkopaneeliketju, joka muodostui 36 aurinkopaneelistä. Käytetyt mittalaitteet ovat samoja kuin sarjavalokaarimittauksissa. Rinnakkaisvalokaarimittauksissa koejärjestelyyn lisättiin kuitenkin vastus R , jonka tarkoitus on rajoittaa valokaaren virtaa.



Kuva 53: Koejärjestely rinnakkaisvalokaarien tutkimiseksi. Sarjavastus R pienentää virtaa, joka purkautuu vaihtosuuntaajan tulokondensaattoreista. Vastus R oli $155\ \Omega$. Vaihtosuuntaajan tulovirta mitattiin sekä Rogowskin kelalla että virtapihdeillä.

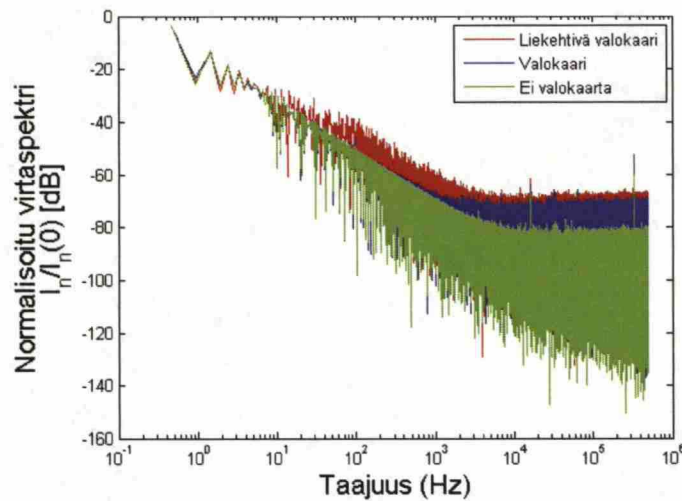
Kuvassa 54 on esitetty rinnakkaisvalokaaren jännite, aurinkosähköjärjestelmän AC-virtahäiriö sekä vaihtosuuntaajan tulovirta ja -jännite kun vaihtosuuntaaja ohjataan MPPT-algoritmilla. Rinnakkainen valokaari sytytettiin ja sammutettiin säättämällä elektrodien välimatkaa. Vastuksen R takia vaihtosuuntaajan tulojännite ei muutu merkittävästi valokaaren aikana. Vastuksen virta on noin 4 A , jolloin vaihtosuuntaajan tulojännite on noin 620 V . Ilman vastusta rinnakkaisvalokaaren syttyessä vaihtosuuntaajan tulojännite vastaisi valokaarijännitettä.

Elektrodien välisen etäisyyden kasvaessa valokaari alkoi liekehtiä. Liekehtiminen lisää huomattavasti järjestelmän häiriötä kuten kuvan 54 vaihtosuuntaajan tulovirrasta (vihreä) ja valokaaren jännitteestä (keltainen) voidaan huomata. Liekehtiminen on nähtävissä myös AC-virtahäiriön taajuusspektrissä. Kuvaan 55 on piirretty vaihtosuuntaajan tulovirran taajuussisältö normaalissa toimintatilanteessa (sininen), rinnakkaisvalokaaren (sininen) ja liekehtivän rinnakkaisvalokaaren (punainen)



Kuva 54: Rinnakkaisvalokaaren jännite (keltainen) ja AC-virtahäiriö (sininen) sekä vaihtosuuntaajan tulovirta (vihreä) ja -jännite (punainen), kun MPPT on päällä.

aikana. Kuvasta voidaan huomata, että rinnakkaisvalokaari lisää laajalla taajuuskaistalla virtahäiriöitä. Liekehtiminen lisää häiriötä 30 Hz:n ja 3 kHz:n välillä. Rinnakkaisvalokaaren virtahäiriö on jakautunut tasaisemmin 1-500 kHz:n taajuuskaistalle kuin sarjavalokaaren virtahäiriö. Rinnakkaisvalokaaren virtahäiriön amplitudi ei laske kuten sarjavalokaaren virtahäiriön amplitudi (kuva 45).



Kuva 55: Vaihtosuuntaajan tulovirran taajuussisältö normaalissa toimintatilanteessa (vihreä), valokaaren aikana (sininen) ja liekehtivän valokaaren aikana (punainen) MPPT-algoritmin ollessa päällä.

6 Yhteenvedo ja johtopäätökset

Diplomityössä tutkittiin valokaarien tunnistamista yksivaiheista moniketjuvaihtosuuntaa käyttävässä aurinkosähköjärjestelmässä. Työ koostuu kirjallisuuskatsauksesta ja mittauksista. Työ keskittyi sarjavalokaarien tunnistukseen.

Aurinkosähköjärjestelmän toimintapisteeseen vaikuttavat monet tekijät kuten säteily, lämpötila ja mahdolliset paikalliset varjostukset. Valokaaritunnistuksen tulee toimia luotettavasti kaikissa ympäristöolosuhteissa. Ympäristöolosuhteiden muuttumisen lisäksi myös aurinkosähköjärjestelmien rakenne vaihtelee käyttökohteittain. Aurinkosähkövaihtosuuntaajat optimoivat PV-järjestelmän toimintaa MPPT-algoritmin avulla. MPPT-algoritmi ja vaihtosuuntaajan säätö kuitenkin vaikeuttavat huomattavasti valokaaritunnistusta.

Valokaari on hyvin monimutkainen dynaaminen ilmiö. Sen ominaisuuksiin vaikuttavat mm. väliaine, väliaineen paine, elektrodien materiaali ja välimatka. Vakioolosuhteissa stabiilin valokaaren impedanssi muuttuu virran funktiona. Pienillä virroilla impedanssin muutokset ovat suurempia kuin suurilla virroilla. Sarjavalokaari aiheuttaa laajakaistaisen häiriön PV-järjestelmän virtaan. Jännitehäiriöt ovat huomattavasti virtahäiriöitä pienemmät. Kirjallisuuden ja diplomityössä tehtyjen mittausten perusteella valokaaren aiheuttama virtahäiriö on havaittavissa selvimmän 1-60 kHz:n taajuuskaistalla. Kyseisellä taajuuskaistalla aurinkokennoston rakenteen, säteilyn määrän ja paneelityypin vaikutukset virtahäiriöihin ovat pienet. Alle 1 kHz:n taajuuksilla aurinkokennoston tehon vaihtelut vaikuttavat virtahäiriön amplitudiin. Toisaalta yli 100 kHz:n taajuuksilla valokaaren virtahäiriöt ovat vaikeammin tunnistettavissa kennoston RF-häiriöistä. Mittauksissa huomattiin myös liekehtivän valokaaren lisäävän häiriötä taajuuskaistalle 30 Hz-3 kHz.

Mittaustulosten perusteella sarjavalokaari on tunnistettavissa aurinkosähköjärjestelmän virtahäiriöstä. Sarjavalokaari aiheuttaa laajakaistaisen virtahäiriön, jonka amplitudi on suurempi valokaaren aikana kuin ilman valokaarta 1-60 kHz:n taajuuskaistalla. Valokaaritunnistuksessa voidaan hyödyntää tietoa, että valokaaren aikana virtahäiriön amplitudi laskee noin -10 dB/dekadi 6-60 kHz:n taajuuskaistalla. Normaalisissa toimintatilanteissa virtahäiriön amplitudi on lähes vakio samalla taajuuskaistalla. Vaihtosuuntaajan säätö kuitenkin vaikeuttaa valokaaren tunnistusta. Mittausten perusteella voidaan todeta, että vaihtosuuntaajan jännitesäätö aiheuttaa aurinkosähköjärjestelmän virtaan häiriöitä, minkä takia virtahäiriö ei muutu valokaaren syttyessä. Valokaaren dynaamisuuden ja valokaaren impedanssin virtariippuvuuden takia vaihtosuuntaajalta mitattu aurinkosähköjärjestelmän impedanssi ja impedanssin varianssi kuitenkin muuttuvat valokaaren aikana jännitesäädön ollessa käytössä. Impedanssin ja impedanssin muuttumista voitaisiinkin käyttää valokaaritunnistuksessa ohjeena jännitesäädön poiskytkennälle, jolloin sarjavalokaari voitaisiin tunnistaa 1-60 kHz:n taajuuskaistalta.

Rinnakkaisvalokaari aiheuttaa myös aurinkosähköjärjestelmän virtaan häiriöitä. Mittausten perusteella rinnakkaisvalokaaret aiheuttavat tasaisemman virtahäiriön yli 1 kHz:n taajuuskaistalle kuin sarjavalokaaret. Rinnakkaisvalokaarien virtaspektissä ei ole havaittavissa vastaavaa amplitudin laskua yli 1 kHz:n taajuuksilla kuin sarjavalokaarella.

Diplomityössä tutkittiin valokaaritunnistusta PV-järjestelmässä, jossa oli yksi-vaiheinen moniketjuvaihtosuuntaaja. Valokaaria tulee jatkossa tutkia myös muissa PV-topologioissa. Aurinkosähköjärjestelmän virtahäiriöt voivat olla hyvin erilaisia suurissa aurinkosähköjärjestelmissä, joissa käytetään kolmivaiheisia aurinkosähkö-vaihtosuuntaajia. Suurissa aurinkosähköjärjestelmissä valokaaritunnistus voitaisiin integroida myös osaksi liitinkoteloita. Valokaaritunnistuksen paikasta suurissa PV-järjestelmissä tarvitaan tutkimustuloksia. Ketjuvaihtosuuntaajissa luotettavan valokaaritunnistuksen kehittämiseksi tarvitaan vielä lisätietoa häiriöiden ylikuulumisesta aurinkosähköjärjestelmissä sekä sulakkeiden palamisen vaikutuksesta valokaaritunnistukseen. Diplomityö keskittyi aurinkosähköjärjestelmän sarjavalokaarien tunnistamiseen, mutta jatkossa valokaaritunnistuksen tulisi tunnistaa myös rinnakkaisvalokaaret.

Viitteet

- [1] Shell. Shell Energy Scenarios to 2050. Verkkodokumentti. Päivitetty 2008. Ladattu 30.3.2012. Saatavissa: http://www-static.shell.com/static/public/downloads/brochures/corporate_pkg/scenarios/shell_energy_scenarios_2050.pdf.
- [2] European Photovoltaic Industry Association, EPIA. Market Report 2011. Ladattu 30.3.2012. Saatavissa: www.epia.org/publications.
- [3] European Photovoltaic Industry Association, EPIA. Solar Photovoltaics, Competing in the Energy Sector. Päivitetty: 5.9.2011. Ladattu 30.3.2012. Saatavissa: <http://www.epia.org/publications>.
- [4] ABB. ABB solar inverters for photovoltaic systems. Verkkodokumentti. Päivitetty 23.5.2011. Ladattu 5.12.2011. Saatavissa: http://www05.abb.com/global/scot/scot201.nsf/veritydisplay/f80e5cb91b63ec20c125789a004293b3/\protect\T1\textdollarfile/15615%20Solar_industry_brochure_0000057127_RevD_EN_lowres.pdf.
- [5] Markvart, T., Castañer, L. *Practical Handbook of Photovoltaics - Fundamentals and Applications*. 1. painos. Oxford, Elsevier, 2007. s.984.
- [6] Garrett Hering. Year of the tiger. *Photon International, The solar power magazine*, No. 3, 2011. s 26.
- [7] EN50530. Overall efficiency of grid connected photovoltaic inverters. Brysseli, Cenelec, 2010. s. 36.
- [8] Naps Systems Ltd. Naps Saana 225-235G PBW. Verkkodokumentti. 2011. Viitattu 8.12.2011. Saatavissa: <http://www.napssystems.com/images/stories/PDF/ourmodules/NapsSaanaPBW.pdf>.
- [9] SMA. Sunny Family 2011/2012. Tuoteopas. 2011. s. 278.
- [10] Yuan, X., Zhang, Y. Status and Opportunities of Photovoltaic Inverters in Grid-Tied and Micro-Grid Systems. IPEMC 2006, CES/IEEE 5th International Power electronics and Motion Control Conference, 14-16.8.2006, Shanghai, Kiina. s. 593-597.
- [11] Marsh, G., Partner in power, Part II. *Renewable Energy Focus -lehti*, 2011, toukokuu/kesäkuu.
- [12] Villarejo, J. A., Molina-Garcia, A., De Jodar, E. Comparison of Central vs Distributed Inverters: Application to Photovoltaic Systems. *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, 2011. s. 1741-1746.
- [13] Patrao, I., Figueres, E., González-Espín, F., Garcerá G., Transformerless topologies for grid-connected single-phase photovoltaic inverters. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2011, vol. 15. s. 3423-3431.

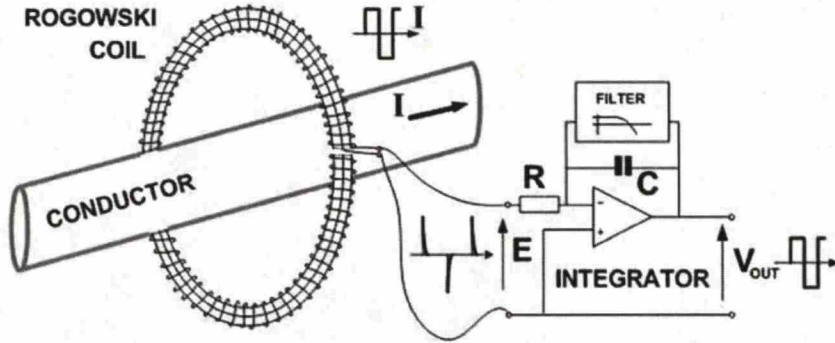
- [14] Esram, T., Chapman, P. L. Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2007, vol. 22. s. 439-449.
- [15] Zacharias, P. (toimittaja). *Use of Electronic-Based Power Conversion for Distributed and Renewable Energy Sources* 2. painos. Kassel, Saksa, ISET, 2009. s. 685.
- [16] Tseng, K. J., Vilathgamuwa, D. M. Development of a Dynamic Model of Electric Arc for Power Electronics Simulations. IAS '96: Conference record of the 1996 IEEE Industry Applications Conference: Thirty-firs IAS Annual Meeting, 6-10.10.1996, San Diego, USA. s. 2173-2180.
- [17] Wiese, W. Electric Arcs, *Methods in Experimental Physics*, 1968, vol. 7, osa B, sivut 307-353.
- [18] TÜV Rheinland. *Failure Mechanism of Contact Faults in the DC-Circuit of the PV-arrays*. Esitys. Esittäjät: Willi Waasen ja Jan Zornikau. International Workshop, Arcing in Photovoltaic DC-arrays, Burgdorf, 31.10.2007.
- [19] Ammerman, R. F., Gammon, T., Sen, P. K., Nelson, J. P. DC arc models and incident energy calculations. *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2010, vol. 46, issue 5, sivut 1810-1819.
- [20] Andrea, J., Schweitzer, P., Tisserand, E. A New DC and AC Arc Fault Electrical Method. *56th Holm Conference on Electrical Contacts*, Charleston, Lokakuu, 2010. s. 210-215.
- [21] Parizad, A., Baghaee, H. R., Tavakoli, A., Jamali, S. Optimization of Arc Models Parameters Using Genetic Algorithm. EPECS '09 International Conference on Electric Power and Energy Conversation Systems. 2009. s. 7.
- [22] Häring, A., Bieniek, S., Laschinski, J. Arc-free PV systems - Preventing and Detecting Arcs As Whole. *26th European Photovoltaic Solar Energy Conference*. 5-6.9.2011, Hampuri, Saksa.
- [23] Schimpf, F., Norum, L. E., Recognition of Electric Arcing in the DC-wiring of Photovoltaic Systems. *INTELEC 2009, 31st Telecommunications Energy Conference*. 18-22.10.2009, Incheon, Etelä-Korea. s. 6.
- [24] Schimpf, F., Norum, L. E. Possibilities for prevention of electrical arcing in PV-systems. *24th European Photovoltaic Solar Energy Conference*. 21-25.9.2009, Hampuri, Saksa.
- [25] Häberlin, H., Borgna, L., Schärf, P. PV and Fire Brigade Safety: No Panic, but Realistic Assessment of Danger and Possible Countermeasures. *26th European Photovoltaic Solar Energy Conference*. 5-6.9.2011, Hampuri, Saksa. s. 9.

- [26] Strobl, C., Meckler, P. Arc faults in photovoltaic systems. *Proceedings of the 56th IEEE Holm Conference on Electrical Contacts* 2010. s.216-222.
- [27] Johnson, J., Pahl, B., Luebke, C., Pier, T., Miller, T., Strauch, J., Kuszmaul, S., Bower, W. Photovoltaic arc fault detection testing at Sandia national laboratories. 2011. Verkkodokumentti. Viitattu 15.2.2012. Saatavissa <http://energy.sandia.gov/wp/wp-content/gallery/uploads/PVDCArcFault.pdf>.
- [28] Johnson, J., Kuszmaul, S., Bower, W., Schoenwald, D. Using PV module and line frequency response data to create robust fault detectors. *26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*. Hampuri, Saksa. s. 6.
- [29] Zheng, W., Wu., W Detecting Low-Voltage Arc Fault Based on Lifting Multi-wavelet. *2009 2nd Asia-Pasific Conference on Computational Intelligence and Industrial Applications*. 2009. s. 254-257.
- [30] Li, W-J., Li, Y-C. Arc Fault Detection Based on Wavelet Packet. *Proceedings of the 4th International Conference on Machine Learning and Cybernetics*. 18-21.8.2005. Guangzhou, Kiina. s. 1783-1788.
- [31] Zhang, H., Chen, T. Arc Fault Signatures Detection on Aircraft Wiring System. *Proceedings of the 6th World Congress on Intelligent Control and Automation*. 21-23.6.2006. Dalian, Kiina. s. 5548-5552.
- [32] Häberlin, H., Real, M. Arc detection for Remote Detection of Dangerous Arcs on the DC side of PV plants. *22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference*. Syykuu 2007, Milano, Italia. s. 6.
- [33] Zgonena, T., Ji, L., Dini, D. *Photovoltaic DC Arc-Fault Circuit Protection and UL Subject 1699B*. Esitys.
- [34] Häberlin, H. Arc Detector as an External Accessory Device for PV Inverter for Remote Detection of Dangerous Arcs on the DC side of PV Plants. *25th European Photovoltaic Solar Energy Conference/5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*. 2010, Valensia, Espanja. s. 6.
- [35] UL1699B. Subject 1699B Outline of investigation for Photovoltaic (PV) DC arc-fault circuit detection. 29.4.2011.
- [36] AT 509 251 A1 2011-07-15. Verfahren zur Lichtbogendetektion in Photovoltaikanlagen und eine solche Photovoltaikange Patentti. Hakija: Fronius International GmbH. 15.7.2011.
- [37] WO9525374. Method of Protecting Electrical Equipment, in particular direct current equipment, e.g. photovoltaic equipment, and a detection unit for said equipment Patentti. Hakijat: Alpha Real AG, Hinsch, A., Real, M., Haeberlin, H. 21.9.1995.

- [38] US 2011/0141644A1. Direct current arc fault circuit interrupter, direct current arc fault detector, noise blanking circuit for a direct current arc fault circuit interrupter, and method of detecting arc faults. Patentti. Keksijät: Hasting, J.K., Zuercher, J.C., Pahl, B., Pier, B.T., Gisske, E.T. 15.2.2009.
- [39] AU2010101074B4. Arc Detection In Photovoltaic DC Circuits. Patentti. Hakija: Solar Developments Pty Ltd. 4.11.2010.
- [40] US2011/0019444A1. Method and apparatus for detection and control of DC arc faults. Patentti. Hakija: Enphase Energy, Inc. 23.6.2010.
- [41] National Semiconductor. *SolarMagic SM73291 DC Arc Detection Evaluation Board*. Datalehti. 6.6.2011.
- [42] National Semiconductor. *SM73201, 16-Bit, 50 to 250 kSPS, Differential Input, MicroPower ADC* Datalehti. 3.6.2011.
- [43] US 2007/0133135A1. DC arc fault detection and protection. Patentti. Hakija: Hamilton Sundstrand Corporation. 9.2.2005.
- [44] US7812592B2. Method of monitoring a photovoltaic generation. Patentti. Hakija: SMA Solar Technology AG. 29.10.2007.
- [45] Bieniek, S., Behrends, H., Bettenwort, G., Bülo, T., Häring, A., Hopf, M., Kratochvil, M., Merz, C., Wenger, T. Fire prevention in PV plants using inverter integrated AFCI. *26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*. 5-6.9.2011, Hampuri, Saksa. s. 5.
- [46] Häberlin, H. Lichtbogendetektor (LBD) zur Ferndetektion von gefährlichen Lichtbogen auf der DC-Seite von PV-Anlagen. *22. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. 7-9.3.2007, Bad Staffelstein, Saksa. s. 3.
- [47] Naps Systems. *Technical Description, Photovoltaic Module NP130GK*. Verkkodokumentti. Viitattu 27.4.2012. Päivitetty 26.11.2010. Saatavissa <http://www.napssystems.com/images/stories/PDF/ourmodules/offgridm/TD%20NP130GK%20191210P.pdf>
- [48] Power Electronic Measurements Ltd. *Application Notes*. Verkkodokumentti. Viitattu 22.3.2012. Päivitetty 17.8.2002. Saatavissa http://www.pemuk.com/pdf/application_notes.pdf.
- [49] Power Electronics Measurements Ltd. *CWT Specification*. Datalehti. Saatavissa <http://www.pemuk.com/pdf/cwt1110.pdf>.

A Rogowskin kela

Rogowskin kela on mittalaite vaihtovirran tai nopeiden virtapulssien mittaamiseksi. Rogowskin kelassa epämagneettisen sydänmateriaalin ympärille on kierretty käämi, jonka päät ovat jätetty avoimeksi. Käämin jännite on verrannollinen virran aikaderivaattaan. Ilmasydämen takia Rogowskin kelan induktanssin on pieni. Tämä mahdollistaa korkeataajusten virtojen mittaamisen.



Kuva A1: Periaatekuva rogowskin kelan toiminnasta.[48]

Johtimen virta indusoi rogowskin kelaan jännitteen e , joka voidaan laskea yhtälöllä (A1).

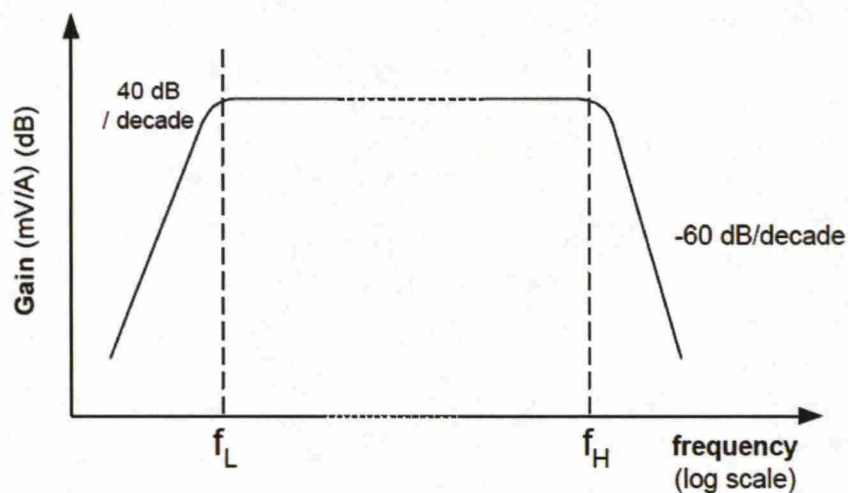
$$e = \mu_0 N A \frac{di}{dt} \quad (\text{A1})$$

Yhtälössä (A1) N on kierroksien määrä 1 m kohti ja A yksittäisen kierroksen poikkipinta-ala. Termi $\frac{di}{dt}$ kuvaa virran derivaattaa ja μ_0 tyhjiön permeabiliteettiä. Jännite e täytyy integroida, jotta se voidaan esittää oskilloskoopilla. Oskilloskoopin jännite voidaan laskea yhtälöllä (A2).

$$U_{\text{out}} = \frac{1}{T_i} \int e dt = R_{\text{sh}} I \quad (\text{A2})$$

Kuvan A1 merkinnöin, yhtälössä (A2) $T_i = R_0 C_1$ ja $R_{\text{sh}} = H/T_i$. H kuvaa rogowskin kelan herkkyyttä [mV/A].

Rogowskin kela sopii hyvin valokaarimittauksiin, sillä sen vaimennus on hyvin pieni laajalla taajuuskaistalla. Kuvassa A2 on esitetty rogowskin kelan tyypillinen taajuusvaste.



Kuva A2: Rogowskin kelan tyypillinen taajuusvaste.

Mittauksissa käytettiin rogowskin kelaa, jonka $f_L = 105$ Hz ja $f_H = 10$ MHz [49].